

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
RESIDENCIAIS DE ATÉ 4 kW CONECTADOS À REDE ELÉTRICA POR MEIO DE
DIFERENTES SOFTWARES**

por

Simone Flores

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, outubro de 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS
DE ATÉ 4 KW CONECTADOS À REDE ELÉTRICA ATRAVÉS DE DIFERENTES
SOFTWARES

por

Simone Flores

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientadora: Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues

Banca examinadora:

Profa. Dra. Bibiana Maitê Petry Ferraz – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin – DEMAT / UFRGS

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 05 de outubro de 2022.

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos meus pais, pelo apoio e suporte em toda minha trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família por sempre acreditarem em mim e tornarem possível viver esse momento.

As minhas amigas e meus amigos, por entenderem minha ausência e deixarem tudo isso mais fácil. A minha orientadora, Letícia, pela ajuda e dedicação.

Ao meu namorado, Mateus, por estar sempre do meu lado, ser tão atencioso e nunca me deixar desistir.

A minha melhor amiga, Carô, por ter dividido todas as etapas da faculdade comigo, do primeiro ao último dia.

FLORES, S. M. **Análise do Comportamento de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais de até 4 kW Conectados à Rede Elétrica por meio de Diferentes Softwares**. 2022. 20. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

RESUMO

A quantificação da expectativa da produção de energia anual é uma das áreas mais fundamentais relacionadas ao risco. A previsão de geração de energia é o principal dado de entrada para viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos e estudos de planejamento e manutenção da rede. Dessa forma, são necessários *softwares* eficientes, com alto nível de confiabilidade para se verificar o potencial de geração a partir da disponibilidade do recurso solar no local de instalação. Dentre os programas mais utilizados, o *System Advisor Model (SAM)* é um dos únicos gratuitos. Assim, este trabalho tem por objetivo realizar a simulação da geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos residenciais de até 4 kW, conectados à rede elétrica utilizando o *software* livre SAM e o *software* comercial PV*SOL. A partir dos dados das simulações, foi realizada a comparação com os dados reais ao longo de doze meses e verificado o quanto as estimativas dos *softwares* se aproximam da realidade. Além disso, foi elaborado o paralelo entre a simulação realizada no *software* PV*SOL, que é pago, e a do *software* livre. Para tal, são escolhidos cinco sistemas diferentes e são realizadas as simulações com base nas mesmas premissas utilizadas e aplicadas aos sistemas reais. Por fim, são comparados os valores simulados e os reais, bem como as diferentes simulações, e os *softwares* apresentaram um desempenho similar, com resultados satisfatórios relativamente aos dados reais de geração. Ainda, nota-se que o SAM apresenta estimativas mais otimistas enquanto que o PV*SOL apresenta resultados mais conservadores. Em relação a precisão dos dados de geração, o menor erro percentual anual foi de 0,05% na simulação do sistema 2 com o PV*SOL e o maior erro percentual anual encontrado foi de -7,45% na simulação do mesmo sistema, porém utilizando o SAM.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar Fotovoltaica; PV*SOL; SAM; Simulação SFCR.

FLORES, S. M. **Behavior Analysis of Residential Photovoltaic Systems of up to 4 kW Connected to the Electricity Grid through Different Software**. 2022. 20. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

ABSTRACT

Quantifying expected annual energy production is one of the most relevant risk-related areas. The energy generation forecast is the primary input for the economic viability of photovoltaic systems and network planning and maintenance studies. Thus, efficient software with a high level of reliability is needed to verify the generation potential from the solar resource availability at the installation site. Among the most used programs, the System Advisor Model (SAM) is one of the only free ones. Thus, this work aims to simulate electricity generation in residential photovoltaic systems of up to 4 kW, connected to the electricity grid, using the free software SAM and the commercial software PV*SOL. The simulation data was compared with the real data over twelve months, verifying how close the software estimates are to reality. In addition, a parallel was drawn between the simulation performed in the PV*SOL and SAM software. To this end, five different systems are chosen, and simulations are performed based on the same assumptions used and applied to real systems. Finally, the simulated and real values and the different simulations are compared. The software presented a similar performance, with satisfactory results concerning the real generation data. Still, it is noted that the SAM presents more optimistic estimates while the PV*SOL presents more conservative results. Regarding the accuracy of the generation data, the lowest annual percentage error was 0.05% in the simulation of system 2 with PV*SOL, and the highest annual percentage error found was -7.45% in the simulation of the same system but using SAM.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy; PV system connected to the grid; PV*SOL; SAM.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	2
2.2	Módulos Fotovoltaicos	2
2.3	Inversor CC/CA	3
2.4	Fatores que Influenciam a Geração de Sistemas Fotovoltaicos	3
2.5	Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede	3
2.6	Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)	4
2.7	Marco Legal da Geração Distribuída	4
2.8	SAM (System Advisor Model)	4
2.9	PV*SOL	5
3	ESTUDO DE CASO	6
3.1	Características dos Sistemas	6
3.2	Medições Reais de Geração	7
3.3	Banco de Dados Meteorológicos	8
3.4	Perdas dos Sistemas	8
3.5	Erro Percentual e Indicadores para Sistemas Fotovoltaicos	9
4	SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	9
5	CONCLUSÕES	17

1 INTRODUÇÃO

A evolução e o desenvolvimento da humanidade têm sido acompanhados pelo aumento da dependência da energia elétrica. O número de bens que necessitam da utilização de energia elétrica que são considerados quase indispensáveis no cotidiano de todas as pessoas vem crescendo e causando o aumento de demanda e do consumo de energia.

Em paralelo, a preocupação com o meio ambiente em razão do crescente uso dos recursos energéticos, possível esgotamento dos recursos naturais no longo prazo e as mudanças climáticas, cada vez mais perceptíveis, consequência, em parte, da alta taxa de emissão de poluentes intrínsecos ao processo de queima de combustíveis para geração de energia, fomentam a busca pela utilização de fontes renováveis de energia, novos métodos e tecnologias mais eficientes.

Segundo o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), documento informativo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com previsões de expansão no setor de energia em um horizonte de longo prazo, os estudos da Agência Internacional de Energia (IEA) mostram que os combustíveis fósseis continuarão a ser a fonte predominante de energia mundial nas próximas duas décadas, porém eles terão sua participação na matriz energética reduzida em função da crescente inserção de renováveis.

No ano de 2021, em razão da crise hídrica ocorrida, foram acionadas grande parte das usinas termoeletricas disponíveis, porém, segundo o Balanço Energético de 2021 elaborado pela EPE, o incremento das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica contribuíram para que a matriz energética brasileira se mantivesse em um patamar renovável de 44,7%, muito superior ao observado no resto do mundo. O desenvolvimento para se tornar sustentável deve buscar o equilíbrio em três dimensões (social, econômico e ambiental) e as fontes eólica e solar fotovoltaica têm se mostrado economicamente muito competitivas comparadas às demais tecnologias candidatas à expansão.

As fontes eólica e solar, sobretudo, apresentam adesão crescente, tendo potencial de ampliação a ser explorado no futuro próximo. A tecnologia solar fotovoltaica continua sua evolução tecnológica, e o cenário no Brasil é favorável para alavancar o mercado de energia solar fotovoltaica, por apresentar grande potencial devido aos altos índices de irradiação solar ao longo de todo território.

Com a aprovação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela ANEEL, a possibilidade de cada consumidor gerar a sua energia se tornou realidade. Esses incentivos se traduziram em uma acentuada inserção de fontes de micro e minigeração distribuída (MMGD), onde cada consumidor é conectado à rede elétrica com sua própria geração de energia, em geral, por meio de sistemas de energia solar fotovoltaica, sendo a potência instalada máxima de até 75 kW para a microgeração e estando compreendida entre 75 kW e 5 MW para o caso de minigeração. Entretanto, o custo elevado e a incerteza a respeito do retorno financeiro ainda afastavam alguns interessados.

Com a introdução desta fonte na matriz energética, sobretudo no setor residencial, motivada em parte pelo reajuste da fatura de energia elétrica e em parte pela diminuição do custo da tecnologia que compõe o sistema de energia solar fotovoltaica, os quais diminuem cada vez mais o *payback* dos sistemas fotovoltaicos. É fundamental considerar o impacto de todas essas novas unidades de MMGD nos sistemas de distribuição, assinalando a carga real que representam para os estudos de fluxo de potência.

O planejamento do sistema elétrico considerando a participação da Geração Distribuída Fotovoltaica é essencial. De acordo com o Infográfico ABSOLAR (2022), quase 100% de todas as conexões de MMGD são de fonte solar fotovoltaica.

Por esse motivo, é importante que sejam desenvolvidos *softwares* de simulação dos sistemas fotovoltaicos que cada vez mais se aproximem da realidade para que seja possível aumentar o nível de previsibilidade e planejamento e, conseqüentemente, de segurança energética.

O objetivo do presente trabalho é analisar o comportamento da produção de energia dos sistemas fotovoltaicos e o desempenho das simulações dos sistemas em diferentes *softwares*.

Neste trabalho, portanto, foi realizada a estimativa de geração no programa SAM, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos com fundos do Departamento de Energia dos Estados Unidos e também foi desenvolvida a estimativa de geração no programa PV*SOL, *software* alemão desenvolvido pela empresa Valentin Software. Em seguida, foram comparados os resultados com os dados registrados no sistema real, concedidos por uma empresa de Porto Alegre, a qual realiza a instalação de sistemas fotovoltaicos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é obtida por meio da conversão direta da radiação solar em eletricidade (efeito fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica a unidade fundamental dessa transformação. Possui inúmeras aplicações, dentre elas: a eletrificação de propriedades rurais, de comunidades isoladas e de centrais de telecomunicações remotas, bombeamento de água e sistemas de sinalização. O sistema de conversão da radiação solar em energia aproveitável sob a forma de eletricidade é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento (PINHO e GALDINO, 2014).

A célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor fotossensível e suas características elétricas podem ser alteradas em função de fatores intrínsecos, como a resistência dos materiais, e extrínsecos a ela, como temperatura e exposição a irradiação solar (ZILLES, 2012).

2.2 Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é a unidade básica do sistema e é composto por um conjunto de células fotovoltaicas interligadas e encapsuladas de modo a aumentar a tensão de saída, uma vez que a tensão de saída do módulo é o produto da tensão da célula pelo número de células em série.

Um módulo fotovoltaico é, geralmente, identificado pela sua potência de pico, cuja unidade é comumente denominada de watt pico (Wp). A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de 1.000 W/m² sob uma distribuição espectral padrão para AM (*Air Mass*) de 1,5 e temperatura de célula de 25°C (PINHO e GALDINO, 2014).

O conjunto de módulos conectados é chamado de arranjo fotovoltaico (VILLALVA, 2015) e eles podem ser associados em série, paralelo e de forma mista, a fim de se obter níveis de corrente e tensão desejados.

Os níveis de produção de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos são intermitentes, de forma que essas possam exceder os níveis planejados, como em dias de irradiação solares mais intensos ou até mesmo com maior tempo de exposição solar. Entretanto, há fatores que causam perdas de desempenho

durante o processo de produção de energia dos módulos como sujeira e a temperatura do ambiente (NARIMATU; CRIBARI; GUIMARÃES, 2018).

2.3 Inversor CC/CA

A energia elétrica utilizada no sistema elétrico geral, o qual alimenta as residências, está em corrente alternada (CA). Por outro lado, os módulos solares produzem energia em corrente contínua (CC).

Por essa razão, os inversores para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, assim como os usados nos sistemas autônomos, convertem a eletricidade de corrente contínua coletada nos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (VILLALVA, 2015). Estes devem ser capazes de fornecer uma tensão de saída com amplitude, frequência e conteúdo harmônicos adequados para a conexão com a rede elétrica (PINHO e GALDINO, 2014).

O inversor para a conexão à rede possui um sistema eletrônico de controle sofisticado que o transforma em uma fonte de corrente. A função desse sistema de controle, entre outras, é fazer com que a corrente nos terminais de saída do inversor, ou seja, a corrente injetada pelo inversor na rede elétrica, tenha o formato senoidal e esteja sincronizada com a tensão senoidal da rede (VILLALVA, 2015).

2.4 Fatores que Influenciam a Geração de Sistemas Fotovoltaicos

A geração dos sistemas fotovoltaicos é influenciada por diversos fatores internos, referentes aos parâmetros do sistema, e externos como a irradiância solar, unidade de potência por unidade de área recebida na forma de radiação eletromagnética do Sol, posição geográfica e condições atmosféricas de alta nebulosidade ou objetos próximos que podem gerar sombreamento.

Diversos aspectos técnicos são de fundamental importância para a garantia do melhor desempenho de geração de energia do sistema fotovoltaico, entre eles, a inclinação e direção dos módulos, possíveis sombreamentos, ligações e desempenho dos equipamentos que estão sendo aplicados (STRÖHER, 2020).

Além disso, a posição dos módulos fotovoltaicos deve ser montada permitindo uma boa ventilação de forma a dissipar calor facilmente. A escolha dos condutores elétricos a serem utilizados na instalação do sistema fotovoltaico é importante para o melhor desempenho do sistema (STRÖHER, 2020).

As variações da irradiância solar incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos fotovoltaicos (PINHO e GALDINO, 2014). A temperatura de operação dos módulos é considerada um fator importante em seu desempenho, uma vez que a tensão e, conseqüentemente, a potência gerada diminuem de modo significativo com o aumento da temperatura.

2.5 Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede

Os sistemas fotovoltaicos podem ou não serem conectados à rede da concessionária de energia local. No caso de sistemas fotovoltaicos não conectados, estes são chamados de “isolados” ou autônomos e geralmente utilizam baterias para armazenamento de energia.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede atuam de forma a auxiliar na geração de energia e distribuição para a rede. Eles permitem que a carga seja sempre alimentada, independentemente da quantidade de energia elétrica produzida pelo painel solar. A configuração básica de um SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) é formada pelo gerador fotovoltaico, o inversor, um medidor

bidimensional de energia elétrica e a rede elétrica local. Quando a instalação fotovoltaica gera mais energia elétrica do que a carga está consumindo, o excedente é exportado para a rede elétrica, e quando a produção é inferior ao consumo, o fluxo de potência se inverte indo da rede elétrica para a instalação.

Ao instalar um sistema de geração do sistema fotovoltaico conectado à rede, ele deve ser homologado junto à concessionária local, conforme as diretrizes da Resolução Normativa 482/12 (ANEEL, 2012).

2.6 Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

A partir da Resolução Normativa nº 482, de 2012, foi criado pela Aneel o SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica), posteriormente atualizado pela Resolução Normativa nº 687, de 2015, pela Aneel. O sistema é definido baseado no conceito de *net metering* no qual o excedente de energia, gerada além do consumo de uma Unidade Consumidora (UC), é injetado na rede tornando-se uma espécie de "crédito" de energia. Essa parcela cedida à distribuidora local pode ser utilizada em até 60 meses para abater o consumo da UC nos meses seguintes ou em outras unidades de mesma titularidade e de mesma área de concessão da distribuidora.

Quando há geração na própria UC, nos momentos em que essa geração é maior que o consumo, uma parcela da energia gerada é consumida imediatamente. Essa situação é denominada de simultaneidade de geração e consumo e a relação entre a energia gerada total e a energia consumida instantaneamente é conhecida por fator de simultaneidade. Na classe residencial com sistemas fotovoltaicos (SFV), por exemplo, o período de maior consumo acaba não acompanhando o período de geração fotovoltaica resultando em um fator de simultaneidade baixo.

2.7 Marco Legal da Geração Distribuída

A Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022) institui o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Antes da Lei ser sancionada, a geração distribuída era regulada apenas por resoluções e quem já fazia a própria geração de energia não pagava tarifas pelo uso do sistema de distribuição. O projeto mantém esse benefício até 2045 e para quem solicitar o serviço até 12 meses depois da Lei ser sancionada (período de vacância), além de prever mudanças graduais uma vez que foram definidos percentuais a ser pagos da taxa com crescimento gradativo a cada ano (OLIVEIRA, 2022). O limite da potência instalada para Minigeração Distribuída para fontes não despacháveis, como a fotovoltaica, também diminuiu de 5 MW para 3 MW. A Lei foi resultado do trabalho colaborativo de diversos setores e traz mais previsibilidade e segurança jurídica para o mercado de geração distribuída.

2.8 SAM (System Advisor Model)

Um dos programas mais utilizados para simular a estimativa de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos através de simulação é *System Advisor Model* (SAM) desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (LNER ou NREL – Sigla do nome em inglês) dos Estados Unidos. A primeira versão pública foi lançada em agosto de 2007 e, posteriormente, novas versões foram lançadas a cada ano, agregando novas tecnologias e modelos financeiros. Esse *software* simula a geração de energia em um sistema fotovoltaico através dos dados ambientais da região, obtidos através de um arquivo com dados climáticos e os parâmetros elétricos e técnicos disponibilizados nos catálogos dos fornecedores.

O SAM é um modelo de *software* técnico-econômico gratuito criado para auxiliar as tomadas de decisões para pessoas no setor de energia renovável (SAM, 2022). A ferramenta SAM contabiliza uma análise detalhada do sistema fotovoltaico quando comparado com os outros *softwares* disponíveis. O procedimento da simulação contém os seguintes passos: inserir o local e os seus dados climáticos específicos; detalhar os parâmetros dos módulos fotovoltaicos; inserir a base de dados do inversor; projetar o sistema fotovoltaico e, quando pertinente, personalizar as informações de perdas de sombreamento e perdas do sistema em geral. Além disso, se for de interesse para a análise, por último é possível avaliar as questões financeiras com informações como custos de capital, depreciação, tempo de entrega, incentivos e depreciação.

O usuário tem total controle sobre as variáveis de entrada, ou seja, cabe a ele modificar e ajustá-las de acordo com as restrições de projeto. O SAM conta com uma biblioteca com condições climáticas e dados de desempenho, de forma que o usuário pode selecionar uma variável existente na biblioteca com todos os parâmetros definidos, pode editar os parâmetros de uma variável existente, pode criar sua própria variável com parâmetros específicos e pode fazer o download de modelos em sites de confiança e que atendem o formato dos arquivos para fazer o upload no SAM.

O constante crescimento da instalação de sistemas de microgeração fotovoltaica no país e no mundo impulsiona o desenvolvimento de tecnologias que possam otimizar a geração e garantir um arranjo físico adequado para os módulos. São diversos os estudos acerca de *softwares* próprios para isso, inclusive comparando-os. Gurupira e Rix (2017) trazem um estudo de comparação entre três *softwares* comerciais, PVSyst, PVLlib e SAM, destacando seus pontos fortes, dependendo da intenção da simulação. Os autores concluem uma preferência pelo SAM por ser um *software* com resultados confiáveis, completamente livre e de uso simples.

Malvoni et al. (2016) apresentam um estudo de um sistema fotovoltaico de 960 kWp no qual o *software* SAM apresenta os melhores resultados, com uma geração anual subestimada em 3%. Por sua vez, Umar et al. (2018) concluem que o SAM é um dos três melhores dentre dez *softwares* de simulação para sistemas fotovoltaicos, destacando sua habilidade de realizar múltiplas análises, possibilitando uma avaliação rápida de diferentes arranjos.

Foi utilizada pelo programa a definição de azimute da superfície baseada no norte verdadeiro, onde 0° indica o Norte e o deslocamento positivo é em direção leste, compreendendo ângulos entre 0 e 359°, conforme os trabalhos de Kormann et al. (2014), Gasparin e Krenzinger (2017) e Monteiro Júnior et al. (2016).

As principais limitações do SAM são referentes a modelagem de sombra 3D para sistemas fotovoltaicos que não é suportada e também não há dados meteorológicos disponíveis para todos os locais do mundo (UMAR, 2018).

2.9 PV*SOL

O PV*SOL premium é um *software* alemão desenvolvido pela Valentin Software para simulações dinâmicas profissionais. O programa realiza projetos e otimizações de sistemas fotovoltaicos autônomos e conectados à rede e conta com visualização tridimensional e análise detalhada de sombreamento (PV*SOL, 2022). O modelo pode realizar análises econômicas e de desempenho com um relatório completo que pode ser exportado para Excel.

O programa utiliza dados climáticos como temperatura média, umidade relativa do ar, radiação global horizontal e velocidade do vento da plataforma Meteonorm e também possibilita que o projetista

importe seus próprios dados. É disponibilizada uma interface sequencial em que o menu orienta o usuário na elaboração do projeto, e o programa é muito intuitivo e simples.

Ainda, conta com um vasto e atualizado banco de dados de módulos, inversores e outros produtos como baterias e permite realizar a simulação não apenas por hora como a maioria dos programas, mas também por minuto. Outra vantagem é que o programa é traduzido para o português e adaptado às especificidades, brasileiras mais relevantes.

3 ESTUDO DE CASO

3.1 Características dos Sistemas

Foram escolhidos cinco sistemas fotovoltaicos de até 4 kWp de potência de inversor também analisados por Galle (2019) para realizar a simulação de geração nos programas SAM e PV*SOL. Os sistemas foram instalados em residências nas cidades de Alvorada, Canoas, Eldorado do Sul e Porto Alegre, todas cidades relativamente próximas, e as medições reais de geração foram realizadas nos anos de 2017 e 2018 e disponibilizadas para a pesquisa. A Tabela 1 apresenta as características de cada sistema.

Tabela 1 – Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos

Sistema	Cidade	Número de Módulos	Potência dos Módulos (Wp)	Potência Total (kWp)	Potência do Inversor (kW)
1	Eldorado do Sul	11	280	3,08	2,5
2	Porto Alegre	12	265	3,18	2,5
3	Porto Alegre	16	265	4,24	4
4	Canoas	9	265	2,39	3
5	Alvorada	8/10	315	2,52/3,15	3

Fonte: Autora

Os módulos instalados nos sistemas são de silício policristalino da marca *Canadian Solar*, e todos os sistemas estão organizados em arranjos em série. O sistema número 3 possui duas séries de 8 módulos, visto que seu inversor possui 2 entradas para conexão de série de módulos (GALLE, 2019).

Os registros de medição do sistema 5 foram realizados no ano de 2017, contudo no mês de junho deste ano, este sistema teve mais 2 módulos fotovoltaicos instalados, passando de 8 módulos para 10. Desta forma, para construir a série de dados de estimativas de geração deste sistema, foi necessário realizar 2 simulações, uma com 8 módulos de janeiro até maio e outra com 10 módulos no período de junho até dezembro.

A Tabela 2 apresenta os ângulos de orientação dos sistemas estudados. Os primeiros sistemas possuem uma orientação azimutal que favorece o Norte e o sistema número 5 tem uma orientação que favorece o Leste.

Tabela 2 – Orientação dos Módulos Fotovoltaicos dos Sistemas

Sistema	Inclinação dos Módulos (°)	Orientação Azimutal (°)
1	16	348
2	14	355
3	31	1
4	24	8
5	19	292

Fonte: Autora

Todos os sistemas estão instalados nos telhados das residências sem quaisquer objetos perto que pudessem criar sombras.

Os inversores utilizados nestes sistemas são monofásicos, com tensão de conexão de 220V e frequência de 60 Hz, logo todas as residências devem ter uma ligação bifásica ou trifásica com a rede, visto que a tensão de fase dos sistemas é de 127 V (GALLE,2019).

A Tabela 3 apresenta as marcas e os modelos de módulo e inversores utilizados em cada sistema.

Tabela 3 – Marcas e Modelos de Módulos e Inversores dos Sistemas

Sistema	Módulos		Inversor	
	Marca	Modelo	Marca	Modelo
1	Canadian Solar	CS6K-280P	SMA	SMA 2.5-1VL-40
2	Canadian Solar	CS6K-265P	SMA	SMA 2.5-1VL-40
3	Canadian Solar	CS6K-265P	Fronius	Fronius Primo 4.0
4	Canadian Solar	CS6K-265P	Fronius	Fronius Galvo 3.0
5	Canadian Solar	CS6X-315P	ABB	PVI-3.0-TL-OUTD

Fonte: Autora

3.2 Medições Reais de Geração

Os dados de produção de energia dos sistemas foram monitorados e fornecidos por uma empresa de Porto Alegre responsável pela instalação dos mesmos.

Os dados de geração de energia elétrica dos sistemas solares fotovoltaicos são registrados com o uso de *dataloggers*, que podem vir em duas formas:

- Integrados aos inversores;
- Externos, como o Solarview, que é conectado entre o inversor e o medidor de energia;

Estes *dataloggers* tem conexão com a internet e permitem ao cliente fazer o acompanhamento da geração de energia do seu sistema a qualquer instante, assim como dados de temperatura, tensão e corrente elétrica (GALLE, 2019, p.9).

A Tabela 4 apresenta o ano em que foram realizadas as medições de geração mensal de cada sistema.

Tabela 4 – Ano de Registro de Geração de Energia de cada Sistema

Sistema	Ano Registros de Geração de Energia
1	2018
2	2017
3	2017
4	2018
5	2017

Fonte: Autora

3.3 Banco de Dados Meteorológicos

Um arquivo climático é a compilação de um ano meteorológico típico (*typical meteorological year* – *TMY* em inglês), e é pré-requisito para a realização de simulações com precisão. O método de tratamento de dados para formulação do ano meteorológico típico é feito a partir de estações climáticas, como as do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Os dados utilizados nas simulações são de um ano meteorológico típico disponível em *Climate OneBuilding Org* (2022) em parceria com o Laboratório de Eficiência Energética em Edificações (LabEEE), instituição vinculada à Universidade Federal de Santa Catarina. As informações são derivadas dos dados horários históricos dos anos de 2003 até 2017 da estação do Aeroporto Salgado Filho em Porto Alegre do INMET. A organização disponibiliza arquivos gratuitos e tem extensa verificação de qualidade para identificar e corrigir erros de dados e valores fora da faixa normal, quando apropriado.

3.4 Perdas dos Sistemas

As perdas envolvidas na conversão de energia dos sistemas fotovoltaicos também influenciam na estimativa de geração dos *softwares*. Em razão disso, foram definidos os mesmos parâmetros, apresentados na Tabela 5, para cada uma das perdas utilizadas pelos programas com o intuito de padronizar esse dado de entrada.

Tabela 5 – Valores Utilizados de Perdas nas Simulações para ambos *Softwares*

Tipo de Perda	Valor Utilizado
Albedo	0,2
Perdas Ôhmicas	1,0%
<i>Mismatch</i> (Descasamento de Módulos)	2,0%
Poeira	2,0%
Diodos e Conexões	0,5%

Fonte: Autora

3.5 Erro Percentual e Indicadores para Sistemas Fotovoltaicos

Para fins de conferência, foi calculado o erro percentual (EP) mensal e anual para cada simulação dos sistemas de ambos programas. A Equação 1 mostra como foi calculado esse indicador.

$$EP = \frac{E_{DN} - E_D}{E_{DN}} * 100\% \quad (1)$$

O termo E_{DN} se refere ao valor de energia gerada real dos sistemas, mensal ou anual e E_D é o valor de geração de energia estimada pelo programa. Os valores negativos de erro mensal ou anual encontrados, demonstram que o valor simulado é maior que o valor da energia gerada na realidade. Por outro lado, caso seja um valor positivo, a projeção prevista pela simulação é menor que a energia de fato gerada pelo sistema.

Ainda, foi observada a razão entre o total anual da geração registrada e o total anual da geração estimada através do fator N (Equação 2).

$$N = \frac{\text{Geração anual registrada do sistema } x \text{ [kWh]}}{\text{Geração anual simulado do sistema } x \text{ [kWh]}} \quad (2)$$

Os valores mais próximos de 1 representam as situações nas quais a simulação teve resultados mais próximos da realidade. Para valores maiores que 1 o *software* estimou uma geração menor do que a de fato aconteceu e para valores menores que 1 o *software* apresentou uma simulação maior de geração que a real. Para simulações de sistemas fotovoltaicos, são preferíveis simulações que subestimem a geração em detrimento daquelas que superestimam os resultados por razões de confiabilidade. Os limites utilizados por Galle (2019) foram os valores de 0,97 e 1,03, uma vez que se estipulou que este seria o limite aceitável para as simulações do trabalho.

4 SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

De maneira a analisar a precisão das projeções desenvolvidas nos *softwares* SAM e PV*SOL, nesta seção, são expostos os resultados das simulações e os indicadores calculados como consequência.

A partir dos dados das medições reais de geração, a estimativa de geração simulada no PV*SOL e no SAM e o erro percentual mensal e anual referentes à ambas simulações, foram elaboradas as Tabelas 6, 7, 8, 9 e 10 para cada sistema.

Tabela 6 – Dados Reais de Geração, Resultados das Simulações e Erros Percentuais do Sistema 1

Mês	Medição Real	PV*SOL		SAM	
	(kWh)	Estimativa (kWh)	Erro	Estimativa (kWh)	Erro
Janeiro	476,00	473,16	0,60%	472,79	0,67%
Fevereiro	473,00	419,97	11,21%	426,00	9,94%
Março	404,00	383,78	5,00%	392,11	2,94%
Abril	340,00	316,00	7,06%	320,49	5,74%
Mai	258,00	248,13	3,83%	257,82	0,07%
Junho	211,00	201,30	4,60%	205,69	2,52%
Julho	196,00	234,07	-19,42%	246,37	-25,70%
Agosto	309,00	281,78	8,81%	287,90	6,83%
Setembro	307,00	333,60	-8,66%	342,47	-11,55%
Outubro	413,00	420,76	-1,88%	426,40	-3,25%
Novembro	452,00	459,19	-1,59%	465,63	-3,01%
Dezembro	487,00	499,24	-2,51%	505,54	-3,81%
Total	4.326,00	4.270,98	1,27%	4.349,20	-0,54%

Fonte: Autora

Tabela 7 – Dados Reais de Geração, Resultados das Simulações e Erros Percentuais do Sistema 2

Mês	Medição Real	PV*SOL		SAM	
	(kWh)	Estimativa (kWh)	Erro	Estimativa (kWh)	Erro
Janeiro	480,00	478,10	0,40%	509,63	-6,17%
Fevereiro	401,00	422,44	-5,35%	456,85	-13,93%
Março	420,00	386,75	7,92%	416,58	0,81%
Abril	333,00	318,09	4,48%	341,02	-2,41%
Mai	236,00	248,31	-5,22%	268,87	-13,93%
Junho	254,00	203,03	20,07%	215,26	15,25%
Julho	339,00	233,89	31,01%	256,09	24,46%
Agosto	319,00	283,90	11,00%	304,50	4,55%
Setembro	292,00	336,96	-15,40%	362,51	-24,15%
Outubro	365,00	424,43	-16,28%	455,60	-24,82%
Novembro	430,00	463,74	-7,85%	498,66	-15,97%
Dezembro	435,00	502,01	-15,40%	539,31	-23,98%
Total	4.304,00	4.301,65	0,05%	4.624,86	-7,45%

Fonte: Autora

Tabela 8 – Dados Reais de Geração, Resultados das Simulações e Erros Percentuais do Sistema 3

Mês	Medição Real	PV*SOL		SAM	
	(kWh)	Estimativa (kWh)	Erro	Estimativa (kWh)	Erro
Janeiro	646,00	612,60	5,17%	638,47	1,17%
Fevereiro	555,00	559,60	-0,83%	595,62	-7,32%
Março	585,00	529,45	9,50%	571,55	2,30%
Abril	481,00	453,32	5,75%	491,57	-2,20%
Mai	353,00	368,10	-4,28%	402,11	-13,91%
Junho	378,00	300,16	20,59%	323,92	14,31%
Julho	506,00	349,62	30,91%	388,28	23,26%
Agosto	464,00	409,82	11,68%	443,70	4,38%
Setembro	398,00	466,89	-17,31%	504,11	-26,66%
Outubro	553,00	567,50	-2,62%	603,84	-9,19%
Novembro	579,00	600,64	-3,74%	631,78	-9,12%
Dezembro	596,00	640,43	-7,45%	673,49	-13,00%
Total	6.094,00	5.858,13	3,87%	6.268,43	-2,86%

Fonte: Autora

Tabela 9 – Dados Reais de Geração, Resultados das Simulações e Erros Percentuais do Sistema 4

Mês	Medição Real	PV*SOL		SAM	
	(kWh)	Estimativa (kWh)	Erro	Estimativa (kWh)	Erro
Janeiro	341,00	352,78	-3,45%	365,27	-7,12%
Fevereiro	341,00	318,14	6,70%	335,01	1,76%
Março	309,00	297,67	3,67%	313,95	-1,60%
Abril	282,00	250,34	11,23%	265,13	5,98%
Mai	220,00	197,21	10,36%	211,14	4,03%
Junho	130,00	159,37	-22,59%	171,46	-31,89%
Julho	142,00	188,25	-32,57%	193,06	-35,96%
Agosto	247,00	224,05	9,29%	238,05	3,62%
Setembro	243,00	259,83	-6,93%	275,72	-13,47%
Outubro	301,00	321,20	-6,71%	336,12	-11,67%
Novembro	345,00	344,76	0,07%	359,27	-4,14%
Dezembro	371,00	369,06	0,52%	384,87	-3,74%
Total	3.272,00	3.282,66	-0,33%	3.459,11	-5,72%

Fonte: Autora

Tabela 10 – Dados Reais de Geração, Resultados das Simulações e Erros Percentuais do Sistema 5

Mês	Medição Real	PV*SOL		SAM	
	(kWh)	Estimativa (kWh)	Erro	Estimativa (kWh)	Erro
Janeiro	393,00	355,54	9,53%	397,00	-1,02%
Fevereiro	322,00	300,06	6,81%	349,98	-8,69%
Março	324,00	294,66	9,06%	314,93	2,80%
Abril	266,00	258,36	2,87%	250,09	5,98%
Maio	210,00	226,98	-8,09%	205,83	1,99%
Junho	208,00	225,57	-8,45%	195,84	5,85%
Julho	274,00	255,49	6,76%	242,24	11,59%
Agosto	280,00	284,71	-1,68%	279,03	0,35%
Setembro	273,00	302,01	-10,63%	338,93	-24,15%
Outubro	384,00	374,54	2,46%	438,67	-14,24%
Novembro	450,00	422,90	6,02%	487,49	-8,33%
Dezembro	467,00	499,35	-6,93%	542,44	-16,15%
Total	3.851,00	3.800,16	1,32%	4.042,45	-4,97%

Fonte: Autora

Os valores negativos de erro percentual indicam que a simulação foi maior que a geração ocorrida e os valores positivos indicam que a geração real superou a simulada. A partir dos indicadores anuais foi possível perceber que a simulação realizada no SAM no geral superestima a geração de energia realizada nos sistemas, enquanto que a simulação realizada no PV*SOL, no geral, é mais conservadora.

De acordo com Pigueiras (2005, apud, Machado et al, 2020), segundo a literatura dedicada ao estudo de sistemas fotovoltaicos, o erro mensal da simulação deve ser menor que 30% e a anual menor que 10%. Dessa forma, o erro da geração estimada anualmente dos sistemas por ambos os *softwares* atendeu o limite de 10%. Por outro lado, alguns meses o erro percentual absoluto excedeu o limite de 30%.

Ao observarmos os fatores mensais, os meses que mais se destacam negativamente nos resultados de suas simulações dos sistemas, apresentando maior percentual de erro, são os meses de julho, setembro e outubro.

Em razão disso, foram apurados os dados de irradiação da Estação climatológica convencional de Porto Alegre (código A801) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), dos anos de 2017 e 2018, para comparar os dados do arquivo climático utilizado no SAM e no PV*SOL nas simulações. Na Tabela 11, estão apresentados os dados de irradiação solar diária média do mês de julho de 2017, julho de 2018 e também do mês de julho típico utilizado pelas simulações.

Tabela 11 – Irradiação Solar Diária Média do Mês de Julho

Mês/Ano	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)
julho/17	3,04
julho/18	2,06
julho/Simulações	2,51

Fonte: Autora

O valor utilizado pelo SAM e pelo PV*SOL é intermediário ao realizado em 2017 e 2018, o que explica o resultado da simulação superestimar a geração no mês de julho dos sistemas em que a geração foi medida em 2018 e subestimar a geração dos sistemas em que a medida foi realizada em 2017.

Do mesmo modo, a Tabela 12 mostra os valores de irradiação solar diária média do mês de setembro do ano de 2017 e o valor utilizado pelo SAM e pelo PV*SOL nas simulações, e a Tabela 13 mostra os valores de irradiação solar diária média do mês de outubro do ano de 2017 e o valor utilizado pelo SAM e pelo PV*SOL nas simulações.

Tabela 12 - Irradiação Solar Diária Média do Mês de Setembro

Mês/Ano	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)
setembro/17	3,52
setembro/Simulações	4,04

Fonte: Autora

Tabela 13 - Irradiação Solar Diária Média do Mês de Outubro

Mês/Ano	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)
outubro/17	4,85
outubro/Simulação	5,42

Fonte: Autora

A partir desses dados, é possível explicar os erros significativos no mês de setembro e outubro nos sistemas nos quais a medição de geração foi realizada no ano de 2017. Com a irradiação solar diária média utilizada na simulação significativamente maior que a realizada, o programa superestimou a geração. Os dados também apontam para a expressiva influência dos dados climáticos de entrada de irradiação para a qualidade dos resultados.

No entanto, ao observarmos os fatores anuais, calculados a partir da Equação 2, a Tabela 14 apresenta os resultados do fator N referente à razão entre o total anual da geração registrada e o total anual da geração estimada para cada sistema nas simulações de ambos os programas.

Tabela 14 – Fator N das Simulações do SAM e do PV*SOL de cada Sistema

Sistema	Fator N	
	SAM	PV*SOL
1	0,99	1,01
2	0,93	1,00
3	0,97	1,04
4	0,95	1,00
5	0,95	1,01

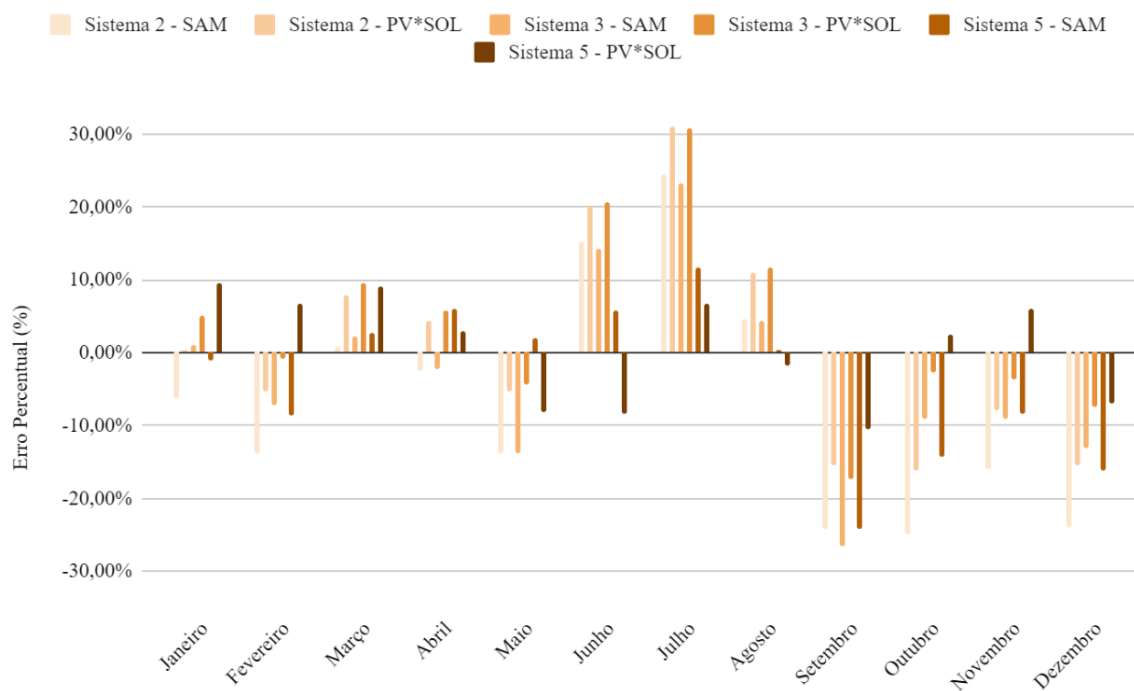
Fonte: Autora

Os resultados menores que 1 encontrados para o SAM indicam que a estimativa de geração anual para os sistemas foi acima da geração real dos sistemas. Em contrapartida, os valores obtidos para as simulações no PV*SOL maiores que 1 revelam que as projeções foram menores que a geração de fato.

Os fatores anuais próximos de 1 também indicam que o valor total anual de geração encontrado para cada sistema se aproximou consideravelmente dos valores reais de geração. Esse resultado era esperado, pois a radiação solar anual na cidade de Porto Alegre e região não muda muito ao longo dos anos, já os valores de radiação mensal apresentam grande variabilidade.

A Figura 1 mostra o gráfico dos erros mensais das simulações dos sistemas 2, 3 e 5 que tiveram as medições em 2017.

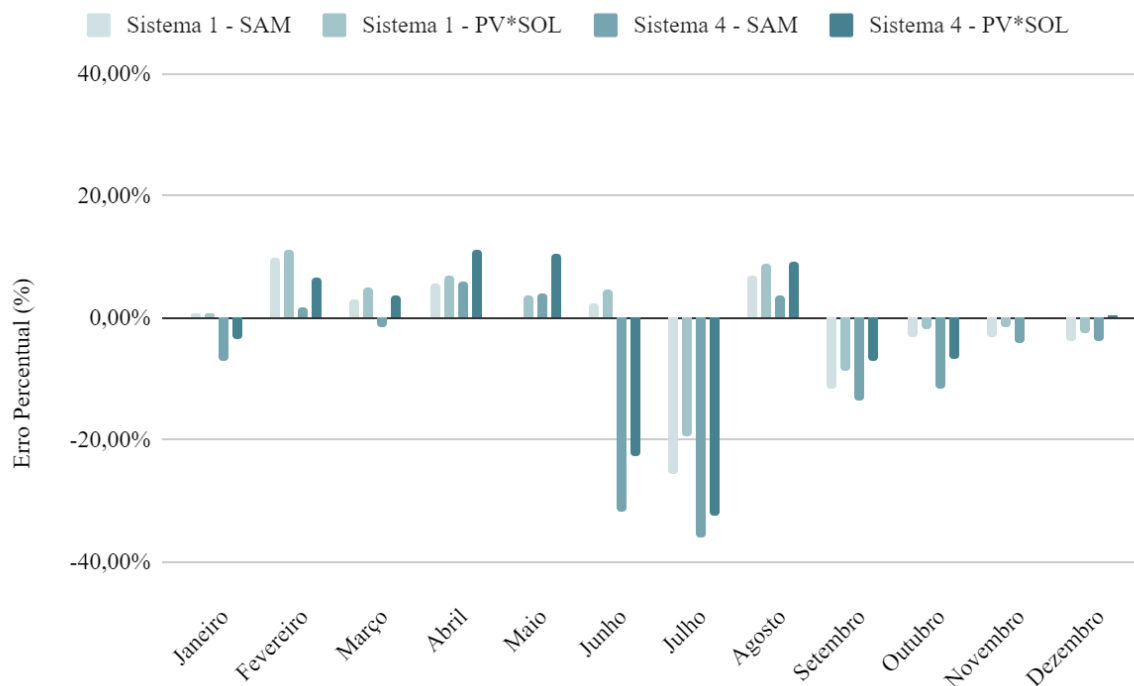
Figura 1 – Gráfico dos erros mensais das simulações dos sistemas 2, 3 e 5 com medição em 2017



Fonte: Autora

A Figura 2 mostra o gráfico dos erros mensais das simulações dos sistemas 1 e 4 que tiveram as medições em 2018.

Figura 2 - Gráfico dos erros mensais das simulações dos sistemas 1 e 4 com medição em 2018



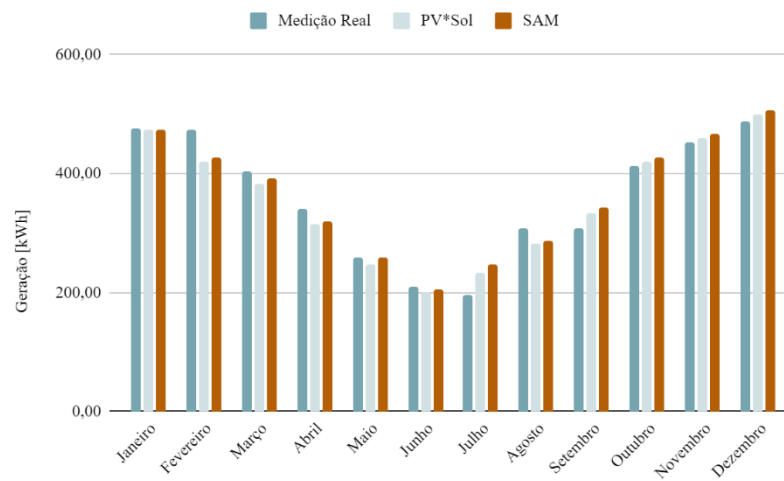
Fonte: Autora

É possível perceber que, para os sistemas de 2017, os maiores erros foram encontrados no mês de julho, mas também tiveram valores significativos nos meses de setembro e outubro. Em alternativa, para os sistemas de 2018, os erros mais significativos se concentraram no mês de julho.

Além disso, em todas as simulações dos sistemas temos meses com erros com valores positivos, que subestimaram a geração, e outros com valores negativos, que superestimaram a geração. No final, a geração pessimista de um mês compensa a geração otimista de outro e isso também explica os valores anuais das simulações tão próximos dos reais.

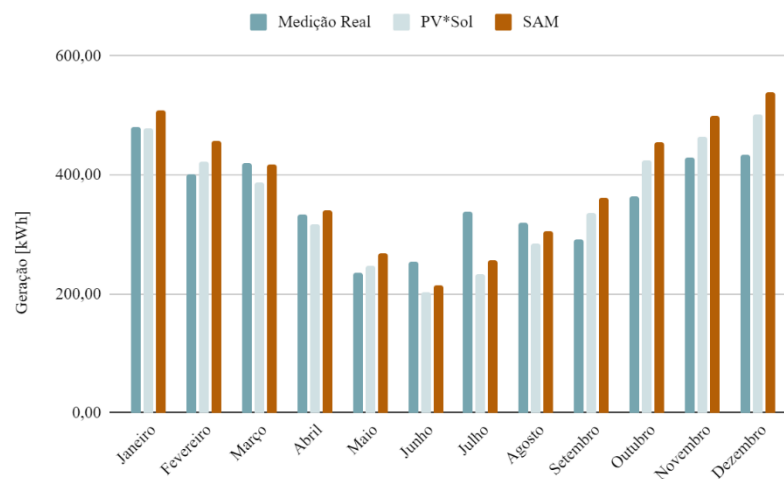
Por fim, nas Figuras 3, 4, 5, 6 e 7 são apresentados os gráficos de geração mensal de energia real e simulada de cada sistema. As barras em azul mais forte representam as medições reais de geração, as barras do meio em azul mais claro são referentes à geração simulada no PV*SOL e as colunas em laranja correspondem aos valores simulados no SAM.

Figura 3 – Gráfico de Geração Mensal de Energia Real e Simulada do Sistema 1



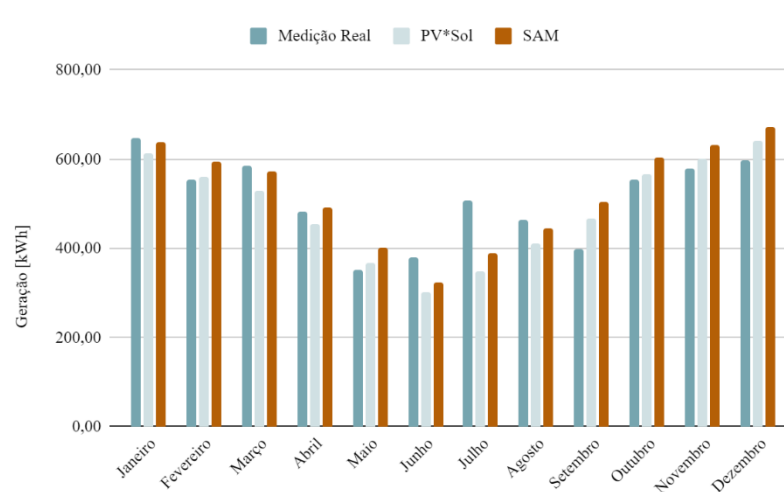
Fonte: Autora

Figura 4 – Gráfico de Geração Mensal de Energia Real e Simulada do Sistema 2



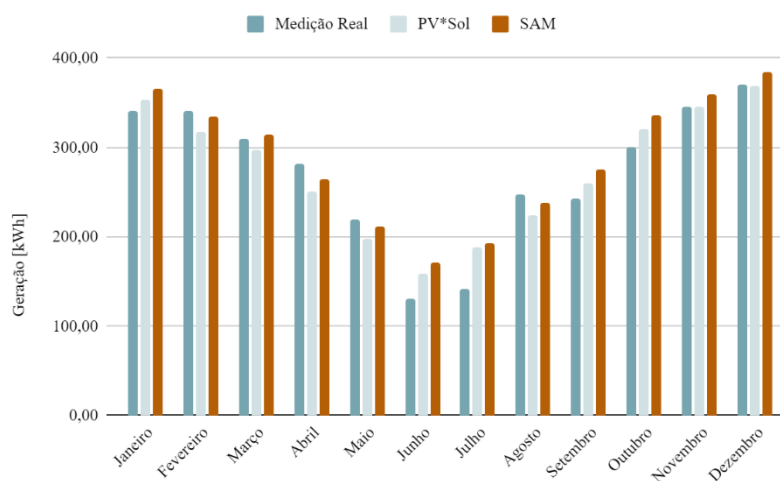
Fonte: Autora

Figura 5 – Gráfico de Geração Mensal de Energia Real e Simulada do Sistema 3



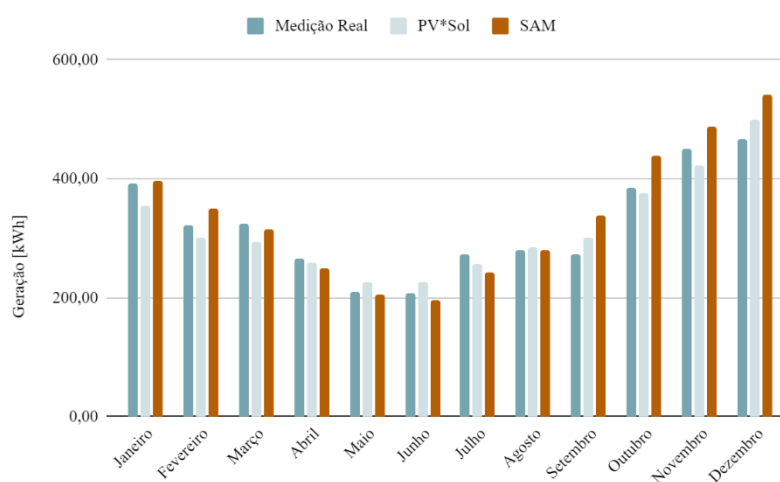
Fonte: Autora

Figura 6 – Gráfico de Geração Mensal de Energia Real e Simulada do Sistema 4



Fonte: Autora

Figura 7 – Gráfico de Geração Mensal de Energia Real e Simulada do Sistema 5



Fonte: Autora

Os gráficos possibilitam a melhor visualização dos meses que apresentam as maiores diferenças entre a geração real dos sistemas e a geração estimada pelos dois programas e também as semelhanças entre ambas simulações dos diferentes programas. Além disso, é possível perceber que as simulações seguem o mesmo padrão da geração real ao longo dos meses.

5 CONCLUSÕES

Com o propósito de fornecer o melhor planejamento possível do sistema fotovoltaico e o mais adequado projeto conforme as demandas do usuário, os programas de simulação buscam o seu aperfeiçoamento a cada nova versão.

Neste trabalho, foi realizado um estudo comparativo do comportamento de sistemas fotovoltaicos residenciais de até 4 kW conectados à rede elétrica por meio de diferentes *softwares*. Para tal, foram

escolhidos cinco sistemas instalados em Porto Alegre e região metropolitana e dois *softwares*, amplamente utilizados no setor, sendo um livre e outro comercial, no qual é necessário realizar uma assinatura paga para o seu uso. Busca-se estabelecer os mesmos dados de entrada para as simulações, a fim de não influenciar na comparação dos resultados. Dessa forma, foi utilizado o mesmo arquivo climático e aplicadas os mesmos parâmetros dos sistemas reais. Referente à geração real dos sistemas, foi considerado 1 ano de medição possibilitando uma análise de ciclo completo com a alteração de níveis de radiação solar mensal.

Os resultados obtidos indicaram que a geração de energia estimada por ambos os *softwares* foi similar, porém os valores projetados pelo PV*SOL foram mais conservadores comparados aos do SAM. Ainda, os valores anuais de geração foram semelhantes aos reais, uma vez que houve meses nos quais a simulação foi muito menor que o real, mas também outros meses que a simulação foi muito maior que o real, no final havendo uma compensação, já esperada para as análises anuais.

A análise de dados permitiu concluir que, para os sistemas de 2017, os maiores erros foram encontrados no mês de julho, mas também tiveram valores significativos nos meses de setembro e outubro. Em alternativa, para os sistemas de 2018 os erros mais significativos se concentraram no mês de julho. Isso ocorreu por que, no caso de julho, o valor de irradiação solar diária média utilizado na simulação é intermediário ao realizado em 2017 e 2018, o que explica o resultado da simulação superestimar a geração no mês de julho dos sistemas em que a geração foi medida em 2018 e subestimar a geração dos sistemas em que a medida foi realizada em 2017. Já nos casos de setembro e outubro, a irradiação solar diária média utilizada na simulação foi significativamente maior que a realizada e o programa superestimou a geração.

A incerteza da geração estimada anualmente dos sistemas por ambos os *softwares* atendeu o limite de 10%. Por outro lado, em cinco meses o erro percentual excedeu o limite de 30%. O menor erro percentual anual foi de 0,05% na simulação do sistema 2 com o PV*SOL e o maior erro percentual anual encontrado em valor absoluto foi de -7,45% na simulação do mesmo sistema, porém utilizando o SAM.

Cabe pontuar que o uso dos *softwares* pode ser considerado descomplicado e intuitivo, além de possuírem páginas de ajuda ao usuário completas.

Como estudo complementar, seria indicado aumentar o número de amostras da análise, sendo 5 sistemas limitado. Além disso, seria interessante diversificar os locais nos quais os sistemas estão instalados, buscando analisar características climáticas diversas, que utilizem marcas diferentes de módulos e inversores e que a medição dos dados de geração real tenha sido monitorada em diferentes períodos de tempo. Visto a importância dos dados climáticos, principalmente de irradiação, para os resultados das simulações, caberia avaliar o impacto de diferentes anos típicos meteorológicos nos resultados.

Pode-se também adquirir um melhor entendimento em trabalhos futuros quanto ao método utilizado por cada *software* para realização da estimativa da irradiação total, o qual impacta diretamente os resultados da simulação da geração dos sistemas.

O estudo realizado ressalta a importância do monitoramento de dados de sistemas fotovoltaicos para verificação e posterior aprimoramento dos programas de simulação, além de mostrar a precisão da simulação realizada de geração de energia dos sistemas.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR – **Infográfico ABSOLAR** – Setembro, 2022. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infograficoabsolar-.html>>. Acesso em: 25 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012.**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa 687: Altera a Resolução Normativa n° 482/2012.**

BRASIL. **Lei N° 14.300, de 07 de janeiro de 2022.** Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em: 31 ago. 2022.

CLIMATE ONEBUILDING ORG. Disponível em: <<https://climate.onebuilding.org/about/default.html>>. Acesso em: 21 ago. 2022.

EPE (org.). **Balanco Energético Nacional 2021.** Relatório Síntese 2021. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 06 jul. 2022.

EPE (org.). **Plano Nacional de Energia - 2050.** Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 07 jul. 2022.

GALLE, Vicente Veloso. **Estudo da estimativa de geração de energia solar fotovoltaica do software PV* SOL em sistemas residenciais de até 4 kW conectados à rede elétrica.** Porto Alegre, 2019. 22 p. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso) – UFRGS.

GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno. **Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel.** Revista Brasileira de Energia Solar, v. 8, n. 1, p. 10-17, 2017.

GURUPIRA, Tafadzwa; RIX, Arnold. **Pv simulation software comparisons: Pvsyst, nrel sam and pvlib.** In: Conf.: Saupec. 2017.

INMET. Tabela Estações A801. Disponível em: <<https://tempo.inmet.gov.br/TabelaEstacoes/A801>>. Acesso em: 11 set. 2022.

LABORATÓRIO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES (LabEEEE). Arquivos climáticos. Disponível em: <https://labeee.ufsc.br/downloads/arquivos-climaticos>. Acesso em 21 jul. 2022.

MACHADO, G. M. V et al, 2020. **Estudo de caso de um sistema fotovoltaico instalado no campus da Unicamp em diferentes softwares de simulação,** Anais, VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar.

MALVONI, M. et al. Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate. **Energy conversion and management**, v. 145, p. 169-181, 2017.

NARIMATU, B. R. S.; CRIBARI, F. A.; GUIMARÃES, W. T. **Avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico comercial de 14,56 kWp no município de Serra**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

OLIVEIRA, L. G. M., 2017. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**, Tese de Doutorado, UFMG, Belo Horizonte.

OLIVEIRA, Rafael Soares de. **Avaliação técnica e financeira de utilização da energia solar, via sistema on grid, em três municípios pernambucanos: estudo de casos múltiplos utilizando o software PVsol premium versão 2021**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso.

FIGUEIRAS, Eduardo Lorenzo. **Energy collected and delivered by PV modules**. Handbook of photovoltaic science and engineering, p. 906-930, 2003.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

PV*SOL Premium, 2022. Disponível em: <<https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>>. Acesso em: 23 set. 2022.

SAM, 2022. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/about-sam.html>>. Acesso em: 23 set. 2022.

STRÖHER, Leandro Martin. **Análise de desempenho de um sistema fotovoltaico: estudo de caso comparando ensaios experimentais e simulação computacional**. 2020.

UMAR, Najibhamisu et al. **Comparison of different PV power simulation softwares: case study on performance analysis of 1 MW grid-connected PV solar power plant**. International Journal of Engineering Science Invention (IJESI), v. 7, n. 7, p. 11-24, 2018.

VILLALVA, M.G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZILLES, R et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Oficina de Textos, 3ª edição, 2012.