

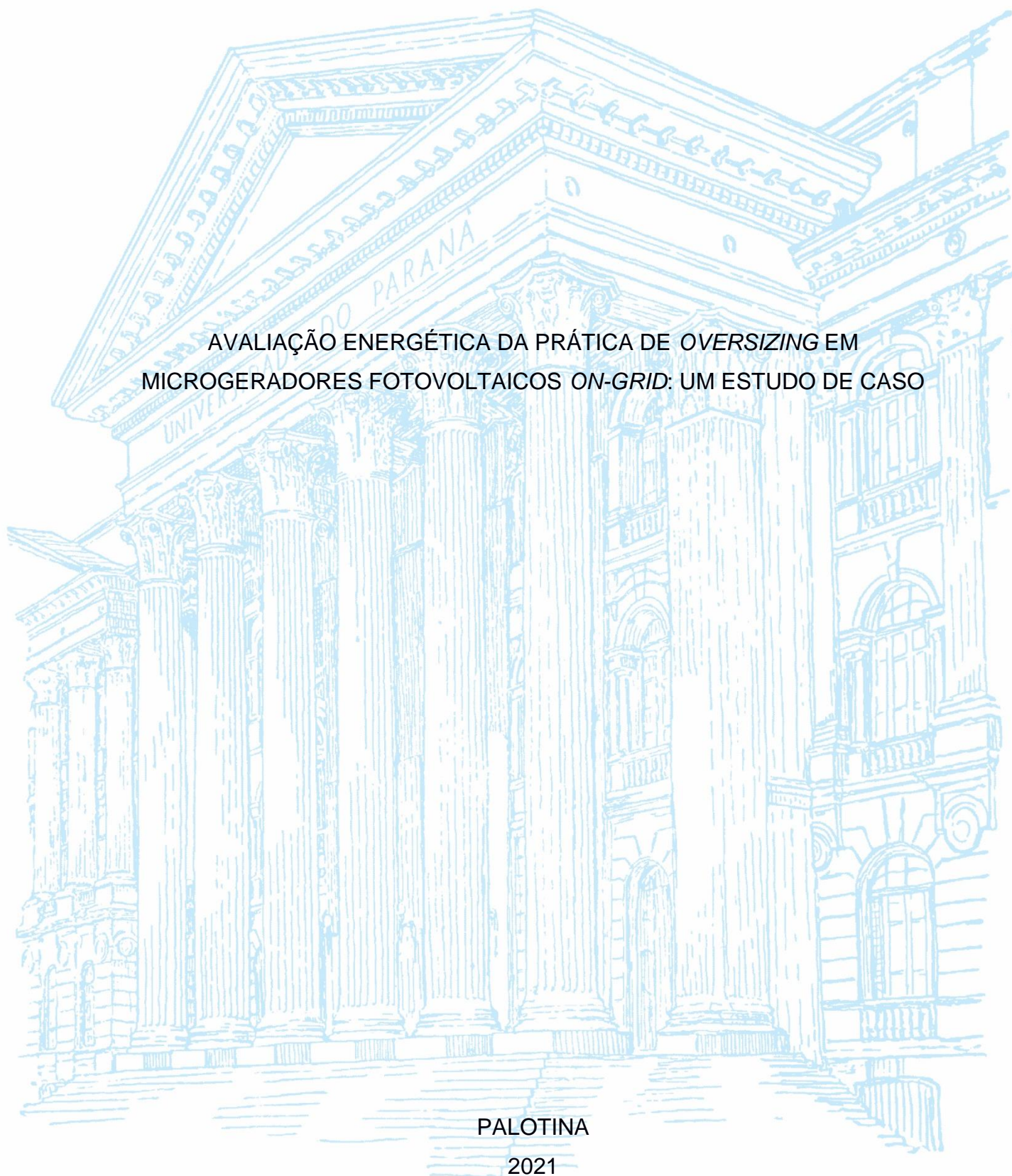
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GABRIELA MATEUS

AValiação ENERGÉTICA DA PRÁTICA DE *OVERSIZING* EM
MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS *ON-GRID*: UM ESTUDO DE CASO

PALOTINA

2021



GABRIELA MATEUS

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DA PRÁTICA DE *OVERSIZING* EM
MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS *ON-GRID*: UM ESTUDO DE CASO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal do Paraná, Setor Palotina, como requisito à obtenção do título de Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Maurício Romani.

PALOTINA

2021

TERMO DE APROVAÇÃO

GABRIELA MATEUS

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DA PRÁTICA DE *OVERSIZING* EM MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS *ON-GRID*: UM ESTUDO DE CASO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal do Paraná, Setor Palotina, como requisito à obtenção do título de Engenheira de Energia.

Prof. Dr. Maurício Romani

Orientadora – Departamento de Engenharias e Exatas,

Profa. Dra. Camila Tonezer

Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR

Prof. Dr. Joel Gustavo Teleken

Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR

Palotina, 08 de abril de 2021.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ATA DE REUNIÃO

Aos oito dias do mês de abril do ano de 2021, no horário das 14:00 às 15:40 horas, na sala virtual [Meet: egm-tygw-bcm \(google.com\)](#), sob senha de acesso tcc, compareceram para defesa pública do Trabalho de Conclusão de Curso, requisito obrigatório para a obtenção do título de Engenheiro de Energia a aluna Gabriela Mateus, tendo como Título do Trabalho de Conclusão de Curso **AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DA PRÁTICA DE *OVERSIZING* EM MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS *ON-GRID*: UM ESTUDO DE CASO**.

Constituíram a Banca Examinadora os professores: Profa. Dra. Camila Tonezer, Prof. Dr. Joel Gustavo Teleken e Prof. Dr. Maurício Romani (Orientador e Presidente da Banca).

Após avaliação a banca se reuniu na sala virtual [Meet: egm-tygw-bcm \(google.com\)](#) sob a senha de acesso banca para deliberação da banca avaliadora, sendo assim ficou definido que o trabalho foi considerado **APROVADA** com conceito **95** (0 a 100) pontos.

Eu, presidente da banca, lavrei a presente ata que segue assinada por mim e demais membros:



Documento assinado eletronicamente por **MAURICIO ROMANI, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 08/04/2021, às 15:36, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **CAMILA TONEZER, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 08/04/2021, às 15:36, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **JOEL GUSTAVO TELEKEN, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 08/04/2021, às 15:39, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



A autenticidade do documento pode ser conferida [aqui](#) informando o código verificador **3382358** e o código CRC **D620DEFF**.

*Dedico este trabalho à minha família
por ter confiado no meu potencial.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal do Paraná - Setor Palotina e aos meus professores, por todos os recursos disponibilizados e o ensino transmitido, que colaboraram para a minha formação acadêmica.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Maurício Romani, por toda a atenção dedicada ao desenvolvimento desta pesquisa e pelo conhecimento adquirido nesta trajetória.

Também agradeço os membros que compuseram a banca avaliadora: à Prof. Dr. Camila Tonezer, que me incentivou desde o início da graduação; e ao Prof. Dr. Joel Gustavo Teleken, pela avaliação e pelas considerações que enriqueceram este trabalho.

Agradeço à empresa Piazza Solaris Engenharia Elétrica e Energia Solar e seus colaboradores, principalmente Maykon e Cecília, pelo companheirismo e pelo suporte na realização desta pesquisa.

Gratidão ao Me. Diego Piazza Hilgert, pela disponibilidade e pelo auxílio durante o processo de desenvolvimento desta pesquisa.

Minha gratidão também aos meus pais e irmãos por todo amor e amizade durante toda vida.

Gratidão a todos que me ajudaram a concluir esta graduação.

Mudar é complicado, mas se acomodar é perecer.

Mário Sérgio Cortella

RESUMO

O presente trabalho avaliou o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) de porte residencial, em cujo projeto e instalação foi adotada uma estratégia conhecida como sobredimensionamento, pela qual a potência-pico total instalada, dada em kWp, é maior do que a potência total de saída dos inversores de frequência, dada em kW. Para isto, dados referentes ao primeiro ano de operação de um sistema sobredimensionado em 1,34 kWp/kW, operando na cidade de Goioerê-PR, foram processados e comparados ao desempenho estimado anteriormente em seu projeto, no qual a estimativa de geração foi realizada pela solução de uma equação simplificada de uso comum no setor, na qual um fator de rendimento (FR) arbitrário foi fixado em 0,78 com base apenas em conhecimento empírico. Para uma análise mais detalhada, o SFVCR foi simulado em um *software* que faz uso de modelos solarimétricos e elétricos combinados, apresentando seus resultados de hora em hora em um horizonte anual. A geração real registrada foi maior do que as gerações estimadas, tanto pelo projeto quanto pelas simulações. As diferenças entre os resultados encontrados podem ser atribuídas, principalmente, à ocorrência de um ano atipicamente mais energético em termos de irradiação solar global identificada nas proximidades do local onde o SFVCR esteve em operação. Por meio de um segundo conjunto de simulações, uma faixa mais ampla de potência-pico total foi avaliada, revelando um sobredimensionamento ótimo seria esperado próximo a 1,35 kWp/kW, onde estimativas de geração específica atingiram 1.370 kWh/kW e o fator de capacidade estimado chegaria próximo à 15,6%. É possível concluir que o sistema em estudo, mesmo dimensionado sob um método bastante simplificado, teve seu dimensionamento muito próximo de uma condição ideal, quando observado o critério de sobredimensionamento. Contudo, os resultados deste trabalho também apontaram que o auxílio de modelos computacionais mais precisos e o uso de dados solarimétricos atualizados e próximos aos locais de instalação tornam possível uma estimativa mais coerente do FR do sistema e, por consequência, a confecção de projetos otimizados e mais confiáveis.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Sobredimensionamento. Grampeamento. Dimensionamento ótimo de sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

In this paper, the performance of a residential-size on-grid photovoltaic system (PV-system), where design and installation adopted a strategy known as oversizing, was evaluated whereby the total installed peak power, given in kWp, is greater than the total inverters output power, given in kW. For this, data referring to the first year of operation of a system with 1.34 kWp/kW of oversizing, operating in the city of Goioere-PR, Brazil, were processed and compared to the performance estimated previously in its design, in which an arbitrary performance ratio (PR) was set at 0.78 based on empirical knowledge only. For a more detailed analysis, this PV-system was simulated by a software that makes use of combined solarimetric and electrical models, presenting its results hourly over a whole year. The actual recorded generation was greater than the estimated ones, both by design and simulations. Differences between results can be attributed, mainly, to the occurrence of an atypically more energetic year in terms of global solar radiation identified near the actual PV-system site. Through a second set of simulations, a wider range of total peak power was assessed, revealing that an optimal oversizing would happen with approximately 1.35 kWp/kW, where specific generation estimates would reach 1,370 kWh/kW and the estimated capacity factor would come close to 15.6%. It is possible to conclude that the system under study, even though dimensioned under a very simplified method, had its sizing design very close to an ideal condition, by taking into account the oversizing criterion. However, this work's results also pointed out that the aid of more accurate computational models and the use of updated solarimetric data, closer to installation sites, allow a more consistent PR estimation and, therefore, optimized and more reliable PV-systems designs.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Oversizing. Clipping. Optimal sizing of photovoltaic systems.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	13
FIGURA 2- CONFIGURAÇÕES DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	17
FIGURA 3 - EFEITO DO <i>OVERSIZING</i> EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	20
FIGURA 4 - EFEITO <i>CLIPPING</i> EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	21
FIGURA 5 - CURVAS I-V DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS (CONDIÇÕES TÍPICA E COM CLIPPING)	23
FIGURA 6- IMAGEM AÉREA DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS	25
FIGURA 7 - IMAGEM AÉREA DA INSTALAÇÃO COM COORDENADAS	26
FIGURA 8 - DISTÂNCIA ENTRE GOIOERÊ E CAMPO MOURÃO	29
FIGURA 9 - FLUXOGRAMA DE ENTRADAS E SAÍDAS DO SOFTWARE SAM	30
FIGURA 10 - RESULTADOS DE GERAÇÃO MENSAL DO SFVCR (2019/2020)	40
FIGURA 11 - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E PERDAS POR CLIPPING...	44
FIGURA 12 - PRODUTIVIDADE	46
FIGURA 13 - FATOR DE CAPACIDADE	47

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL DIÁRIA DE CAMPO MOURÃO	28
TABELA 2 - IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL DIÁRIA DE CAMPO MOURÃO	31
TABELA 3 - IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL DIÁRIA DE GOIOERÊ	34
TABELA 4 - CONDIÇÕES DE DIMENSIONAMENTOS PARA TESTES	37
TABELA 5 - DESVIOS ENTRE DADOS REAIS E MÉTODOS DE ESTIMATIVA DE GERAÇÃO ENERGÉTICA	41
TABELA 6 - GANHO POR OVERSIZING.....	45

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVOS	14
1.1.1	Objetivo geral	14
1.1.2	Objetivos específicos	14
1.2	JUSTIFICATIVA	15
2	REVISÃO DA LITERATURA	16
2.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	16
2.2	INVERSOR FOTOVOLTAICO	17
2.3	<i>OVERSIZING</i> CC-CA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
2.4	EFEITO <i>CLIPPING</i>	21
3	MATERIAIS E MÉTODOS	24
3.1	ASPECTOS GERAIS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTUDO	24
3.1.1	Dados registrados de geração energética e solarimétricos no primeiro ano operativo	27
3.2	SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL ANUAL COM RESOLUÇÃO HORÁRIA	29
3.3	MÉTODO DE ESTIMATIVA DE GERAÇÃO CONVENCIONAL (USADO EM PROJETO)	33
3.4	METODOLOGIAS ANALÍTICAS	35
3.4.1	Análise de geração	35
3.4.2	Análise de otimização de <i>oversizing</i>	36
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
4.1	ANÁLISE DE GERAÇÃO	39
4.2	ANÁLISE DE OTIMIZAÇÃO DE <i>OVERSIZING</i>	44
5	CONCLUSÃO	49
	REFERÊNCIAS	51
	ANEXO 1 - DETALHES TÉCNICOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	54
	ANEXO 2 - DETALHES TÉCNICOS DO INVERSOR DE POTÊNCIA	55

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a fonte principal de geração de energia elétrica ainda é a hidráulica, representando 64,9% de toda a produção no país, seguida da geração térmica pela queima do gás natural (9,3%) e outros combustíveis de origem fóssil, a qual supre a demanda energética quando os níveis dos reservatórios das hidrelétricas encontram-se reduzidos. Entretanto, o acionamento das termelétricas provoca um aumento no custo da energia em função do insumo e reajustes de tarifas aprovados pelo governo refletem no bolso dos consumidores (EPE, 2020).

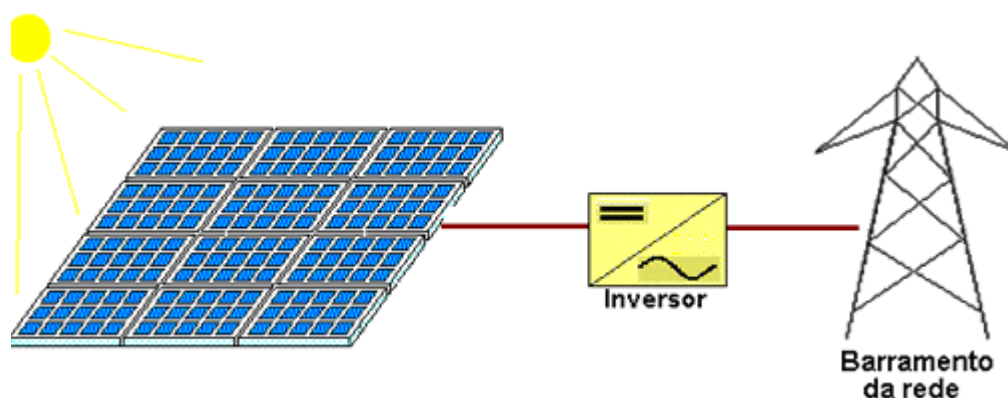
Em virtude disso, observa-se uma forte tendência para a geração distribuída¹ nos últimos anos, marcando um potencial processo de transição energética no país. Essa descentralização da geração é normatizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) via sua Resolução Normativa 482 de 2012, que traz a geração distribuída em micro e minicentraís como aliada da economia financeira, da consciência socioambiental e também da sustentabilidade (TAKATA; SAUAIA; KOLOSZUK, 2019).

Sendo a disponibilidade da luz do sol favorável em todas as regiões do país, a fonte solar fotovoltaica logo se tornou responsável por mais de 99% de todos os sistemas na modalidade de geração distribuída no Brasil (TAKATA; SAUAIA; KOLOSZUK, 2019).

Os sistemas fotovoltaicos de energia conectados à rede são compostos basicamente de conjuntos de módulos fotovoltaicos interconectados a inversor(es) de frequência, conforme Figura 1, sendo capazes de gerar energia elétrica através de uma ampla faixa do espectro luminoso da radiação solar (a qual cobre a região do espectro visível, 0,4 a 0,7 μm , do ultravioleta de 0,3 a 0,4 μm , e do infravermelho de 0,7 a 5 μm) e, assim, permitindo que consumidores - tanto de perfil doméstico, como comercial e industrial - gerem sua própria energia e também tenham um retorno financeiro, seja este decorrente do abatimento do valor da tarifa ou pela injeção da energia produzida na rede (BOAVENTURA, 2020).

¹ Termo usado quando há geração de energia elétrica junto ou próxima do consumidor, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. A geração distribuída inclui co-geradores, geradores que usam resíduos combustíveis de processo como fonte de energia, geradores de emergência, geradores que operam no horário de ponta, painéis fotovoltaicos e até Pequenas Centrais Hidrelétricas (INEE, 2021).

FIGURA 1 – COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE



Fonte: CRESESB, 2021.

Visando maximizar a geração dentro dos limites impostos pela disponibilidade de área útil dos telhados dos consumidores, maximizando também seu retorno financeiro, uma estratégia de projeto tem sido comumente indicada por empresas do ramo. Esta estratégia é baseada na instalação de equipamentos de forma que a relação de potência instalada CC-CA² (corrente contínua-corrente alternada) resulte maior do que 1 (um). Como o próprio nome indica, nesta estratégia de projeto - também conhecida internacionalmente como *oversizing*³ - uma potência-pico total em módulos fotovoltaicos superior à potência nominal do inversor de frequência é instalada sem que haja prejuízos técnicos ao funcionamento do sistema. Contudo, apesar de conhecida, esta prática carece de estudos mais detalhados e de metodologias mais claras que a levem em consideração na fase de projeto. Além disso, estudos de caso sobre situações reais utilizando dados de sistemas já em funcionamento poderiam auxiliar a esclarecer os reais impactos desta prática sobre a performance deste tipo de sistema. (BOAVENTURA, 2020; RITTER, 2020).

Neste trabalho, foi realizada uma análise comparativa entre a geração de energia elétrica estimada em projeto para um sistema solar fotovoltaico residencial em operação com *oversizing* e a geração real registrada durante o seu primeiro ano de operação, de julho/2019 a junho/2020, sendo discutidos os principais fatores relacionados às diferenças observadas entre os resultados reais e estimativas

² em inglês, *DC-to-AC ratio*;

³ Termo em inglês que pode ser traduzido como “sobredimensionamento”.

projetadas. Além disso, por meio de simulações computacionais, foi analisada a sensibilidade do desempenho estimado para o referido sistema frente à uma ampla faixa de relação CC-CA tecnicamente viável, respeitados os limites operacionais dos equipamentos utilizados.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho visou avaliar os resultados efetivos obtidos com a prática de *oversizing* aplicada a um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) de pequeno porte, em nível residencial. Nesta mesma direção, objetivou-se ainda verificar qual a sensibilidade da produtividade energética, do fator de capacidade e das perdas por *clipping*⁴ do referido SFVCR a diferentes níveis de *oversizing*.

1.1.2 Objetivos específicos

- I. Verificar a assertividade da estimativa de geração na fase de projeto frente aos dados registrados de geração efetiva no primeiro ano de operação do SFVCR;
- II. Verificar a assertividade de uma estimativa de geração por meio de simulação de um modelo mais detalhado, via *software* computacional aberto, frente aos dados registrados de geração efetiva no primeiro ano de operação do SFVCR;
- III. Elencar e avaliar os fatores que mais impactaram em desvios verificados entre a geração registrada, projeto e simulação;
- IV. Verificar, por meio de simulações sequenciadas, junto ao mesmo *software* computacional aberto, a sensibilidade da produtividade energética, do fator de capacidade e das perdas por *clipping* do referido SFVCR a diferentes níveis de *oversizing*;
- V. Avaliar, por meio dos resultados obtidos, a existência de um nível ótimo de *oversizing*, averiguando sua proximidade ao nível de *oversizing* efetivamente aplicado ao projeto do referido SFVCR.

⁴ Termo em inglês traduzido como “grampeamento”.

1.2 JUSTIFICATIVA

Apesar de já conhecida dentro do setor de energia solar fotovoltaica, a prática de sobredimensionamento ainda é vista como assunto pouco explorado. Uma das principais dificuldades dos projetistas está em encontrar a melhor relação CC-CA de um projeto fotovoltaico, uma vez que, para cada local de instalação e modelo de equipamentos utilizados, há configurações ideais diferentes. (MOUNETOU *et al.*, 2014).

É preciso atentar-se à razão de sobredimensionamento do projeto com finalidade de maximizar a geração de energia elétrica por este e alcançar o melhor retorno de investimento possível, além de evitar problemas como ocorrência demasiada de *clipping* e consequentes perdas indesejadas de geração energética, danos por sobrecorrente, sobretensão e sobreaquecimento de cabos e/ou componentes internos de módulos e inversores.

Em sua pesquisa referente ao sobredimensionamento das usinas fotovoltaicas, Souza (2020) relatou em sua conclusão a necessidade de discutir detalhes sobre *oversizing* e *clipping* com mais profundidade, principalmente quanto aos aspectos financeiros e às restrições técnicas dos componentes dos microgeradores fotovoltaicos. Neste sentido, análises mais detalhadas dos desempenhos efetivos desses sistemas com *oversizing* se fazem necessárias.

Além disso, é interessante ressaltar que o mercado de energia solar fotovoltaica se encontra bastante aquecido, tanto nacional quanto internacionalmente. Informações mais consistentes sobre o assunto podem vir a influenciar em melhores negociações, indicando que pesquisas relacionadas a este tema tem potencial para agregar mais um diferencial para empresas do ramo.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

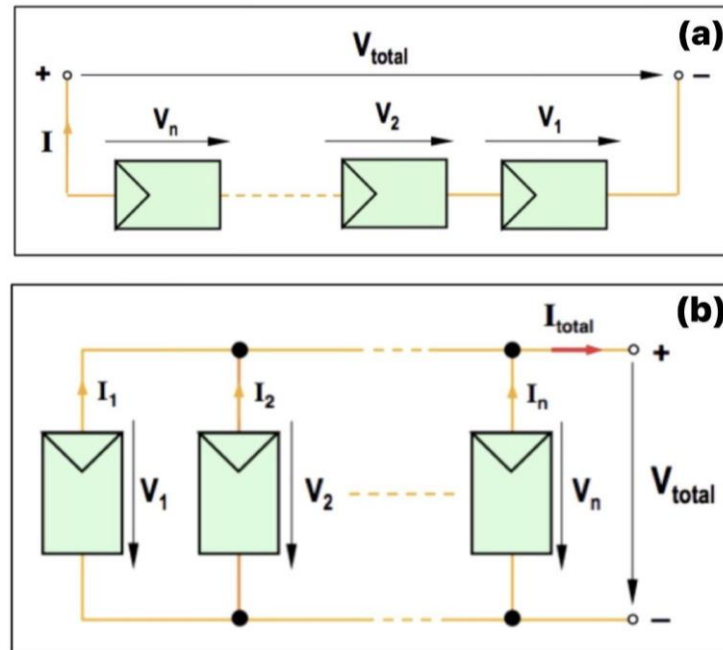
O módulo fotovoltaico é o componente do SFVCR que converte a radiação solar em energia elétrica, na sua forma de corrente contínua (CC), através do efeito fotovoltaico. Este efeito consiste no deslocamento de cargas em materiais semicondutores, como o silício, quando expostos à luz, gerando uma diferença de potencial elétrico (DEWI; RISMA; OKTARINA, 2019).

De modo geral, a potência máxima dos módulos fotovoltaicos é denominada de potência de pico (expressa convenientemente em W_p , ou watt-pico). Entretanto, deve-se atentar também a outros parâmetros técnicos deste componente ao utilizá-lo em um projeto de engenharia, como a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de potência máxima (V_{mp}) e a corrente de potência máxima (I_{mp}). Além disso, em fase de testes, uma condição padrão⁵ definida pela radiação de 1.000 W.m^{-2} e temperatura de 25 °C na célula fotovoltaica é utilizada para determinar as curvas características dos módulos, os quais apresentam diminuição na eficiência de acordo com o aumento da temperatura.

Esses módulos podem ser agrupados entre si em série ou em paralelo. O agrupamento em série, demonstrado na Figura 2a, reflete na soma das tensões de cada painel (no total, próxima a 36 V para cada módulo de 72 células solares), mantendo-se a mesma corrente por todo o ramo. Quando conectados em paralelo, como na Figura 2b, as correntes de cada módulo são somadas, enquanto a tensão é mantida. Isto deve ser definido pelo projetista a fim de se obter o melhor aproveitamento da capacidade instalada, de acordo com as especificações do projeto (SOUSA; FRANCO, 2018).

⁵ Em inglês, *Standard Test Conditions* (STC).

FIGURA 2- CONFIGURAÇÕES DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS



FONTE: Adaptado de Carneiro (2010).

Dentre os principais fatores que influenciam nas características elétricas de um módulo fotovoltaico estão a intensidade luminosa sobre ele incidida, o ângulo de ataque da irradiação solar e a temperatura das células solares. Neste contexto, a corrente gerada nos módulos é proporcionalmente incrementada com o aumento da intensidade da luz que os incidem, atingindo um máximo com o ângulo de ataque perpendicular ao plano das células fotovoltaicas. Entretanto, quando as células sofrem aumento de temperatura, há uma queda na eficiência do equipamento, diminuindo assim o nível de potência máxima capaz de ser gerada (SOUSA; FRANCO, 2018).

2.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO

O inversor fotovoltaico é o componente responsável pela conversão da corrente contínua (gerada nos módulos) em corrente alternada (CA), a fim de tornar compatível a energia produzida pelo SFVCR com o padrão utilizado pelas redes de distribuição. Deste modo, este equipamento deve atuar garantindo a qualidade da energia elétrica injetada na rede, ou seja, a tensão gerada deve ter a mesma amplitude, frequência e fase da rede.

Estes componentes fotovoltaicos vêm sofrendo evolução quando se trata do parâmetro de tensão aceitável na entrada do equipamento, proporcionando cada vez mais a possibilidade de praticar arranjos fotovoltaicos com maior quantidade de módulos conectados em série e, assim, diminuindo a necessidade de arranjar os módulos em paralelo (prática que pode trazer riscos de ocorrência de corrente reversa). Deste modo, tem-se visto modelos de inversores em que os projetistas são capazes de trabalhar com arranjos de 1.000 V até 1.500 V.

Além disso, grande parte dos modelos comerciais atuais possuem duas ou mais entradas MPPT⁶, que consistem em dispositivos que rastreiam o ponto de máxima potência de operação do sistema, fazendo com que a geração de energia elétrica pelo sistema seja otimizada. Uma vez que o inversor possui dois ou mais dispositivos desses, é possível conectar arranjos de módulos fotovoltaicos com características distintas em um mesmo equipamento conversor CC-CA. Sendo assim, os arranjos do SFVCR podem ter aspectos diferentes quanto ao local da instalação, ângulo de inclinação, ângulo azimutal e número de módulos conectados em série ou em paralelo, uma vez que esses serão operados individualmente por MPPTs diferentes.

Em equipamentos mais modernos, os MPPTs podem também operar a faixas amplas de tensão CC, podendo esta estar entre 200 V a 800 V. Isso facilita a prática de diferentes razões de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, de forma a melhor atender a necessidade de geração energética, possibilitando realização de projetos sob *undersizing*⁷ ou *oversizing*.

2.3 OVERSIZING CC-CA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para sistemas fotovoltaicos, o termo *oversizing* é aplicado quando existe um sobredimensionamento da potência pico do arranjo fotovoltaico em relação à potência nominal do inversor. Esta prática comum tem como finalidade otimizar o dimensionamento do sistema, garantindo-lhe máximo desempenho energético, além de maior viabilidade econômica (SCARABELLOT; RAMPINELLI; RAMBO, 2020).

⁶ Do inglês, *Maximum Power Point Tracking*, ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência, em português;

⁷ Termo em inglês traduzido como “subdimensionamento”, usado quando o sistema fotovoltaico é dimensionado abaixo da sua capacidade nominal de potência.

Dimensionar a relação CC-CA é considerada uma das etapas mais importantes de um projeto de SFVCR e esta relação deve ser definida em um estágio inicial do projeto, considerando todas as necessidades do cliente e respeitando as limitações técnicas dos componentes elétricos do sistema. Posto isto, a razão de potências CC-CA (ou razão de *oversizing*) de um sistema fotovoltaico pode ser calculada através da Equação 1 (SANGWONGWANICH *et al.*, 2018).

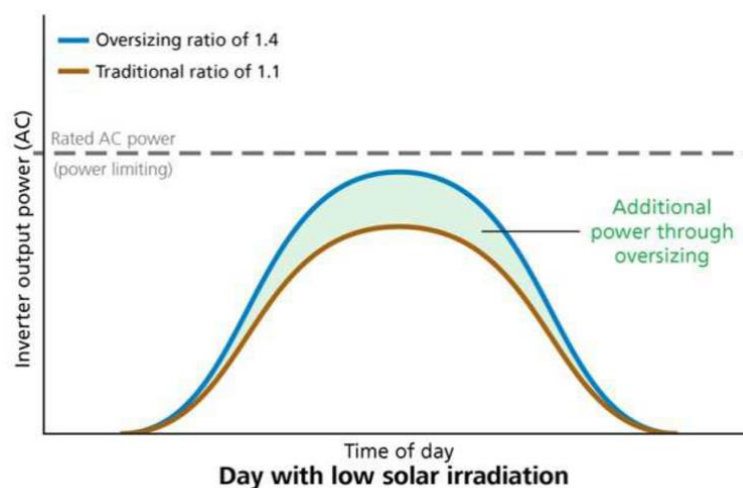
$$R_{P,OS} = \frac{P_{CC,STC}}{P_{CA,max}} \quad (1)$$

Onde:

- $R_{P,OS}$ → Razão de potências CC-CA (*oversizing*) de um sistema fotovoltaico [kWp/kW];
- $P_{CC,STC}$ → Somatório das potências pico dos painéis fotovoltaicos, em condições padrão de ensaio STC [kWp];
- $P_{CA,max}$ → Potência nominal de saída do inversor fotovoltaico [kW].

A maioria dos inversores fotovoltaicos é capaz de suportar o sobredimensionamento CC-CA, e normalmente a razão máxima aceitável pelo equipamento é fornecida pelo fabricante. Entretanto, deve-se atentar a limites importantes, como, por exemplo, a tensão de saída do arranjo de módulos fotovoltaicos não deve superar a tensão máxima permitida na entrada do inversor. Além disso, a corrente máxima de curto-circuito do arranjo deve estar limitada à corrente máxima de entrada do inversor (SOUZA, 2019).

O aumento da relação CC-CA expõe os inversores a uma maior potência de entrada CC e, conseqüentemente, ao aumento das horas em carga total, onde a potência de saída permanece igual à potência nominal do inversor. A Figura 3 ilustra o aumento na potência de saída do inversor ao longo do dia, contrastando duas razões de dimensionamento (1,1 e 1,4 kWp/kW), sendo possível visualizar o aumento na geração de energia elétrica pelo sistema, quando aplicado o *oversizing*.

FIGURA 3 - EFEITO DO *OVERSIZING* EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

FONTE: Mounetou *et al.* (2014).

Conforme Figura 3, o ganho em geração de energia elétrica decorrente da prática do *oversizing* é determinado pela área verde do gráfico, mostrando que o sobredimensionamento favorece a geração de energia elétrica pelo sistema em dias de baixa irradiação solar ou até mesmo nas horas menos favoráveis em níveis de irradiação durante um dia de boas condições meteorológicas, como no início da manhã e no final da tarde (PANDEY; KUMAR; PANWAR, 2019).

De acordo com Mondol, Yohanis e Norton (2006), para obter-se a razão ótima de sobredimensionamento CC-CA, é necessário considerar as características técnicas do projeto, como condições climáticas do local de instalação, a orientação e a inclinação dos arranjos fotovoltaicos e a performance total do sistema, antes de realizar qualquer avaliação de viabilidade econômica.

Sob baixas irradiações, o arranjo fotovoltaico gera energia de forma parcial à sua capacidade e o inversor trabalha sob baixas condições de carregamento, garantindo eficiência também baixa ao sistema, situação em que aplicar o sobredimensionamento seria interessante (MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2006).

Entretanto, a eficiência também é afetada quando a capacidade do inversor é muito menor que a capacidade do arranjo fotovoltaico, fazendo com que o inversor trabalhe em condição excessiva de sobredimensionamento. Sob essa condição, o equipamento pode até ter sua vida útil afetada, já que irá operar com maiores níveis

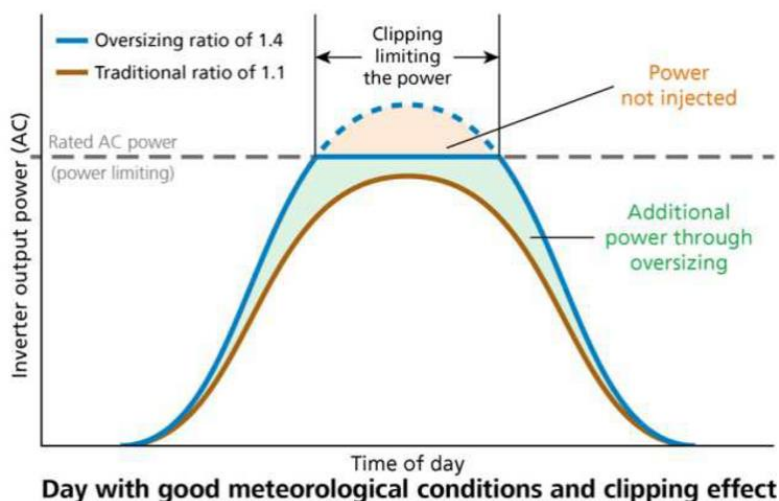
de potência por períodos mais longos, como já mencionado anteriormente, aumentando a temperatura interna de operação. Além disso, o excesso da potência de saída do arranjo é perdido se for maior que a capacidade nominal do inversor, ocasionando *clipping*. Assim, mostra-se também a importância de conhecer o efeito *clipping* para otimização do projeto (MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2006).

2.4 EFEITO CLIPPING

O efeito *clipping* é um fenômeno decorrente da prática de sobredimensionamento do sistema fotovoltaico, o qual consiste na limitação da potência de saída CA do inversor ao seu valor máximo nominal (RITTER, 2020).

Conforme indicado na Figura 4, em dias de boas condições meteorológicas, o efeito proporcionado pelo sobredimensionamento do sistema pode ser maximizado, fazendo com que a potência de saída do inversor alcance seu limite máximo nominal. Quando isso ocorre, o potencial de geração de energia, acima daquele valor máximo do inversor, é "grampeado", caracterizando a ocorrência de *clipping*.

FIGURA 4 - EFEITO CLIPPING EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO



FONTE: Mounetou *et al.* (2014).

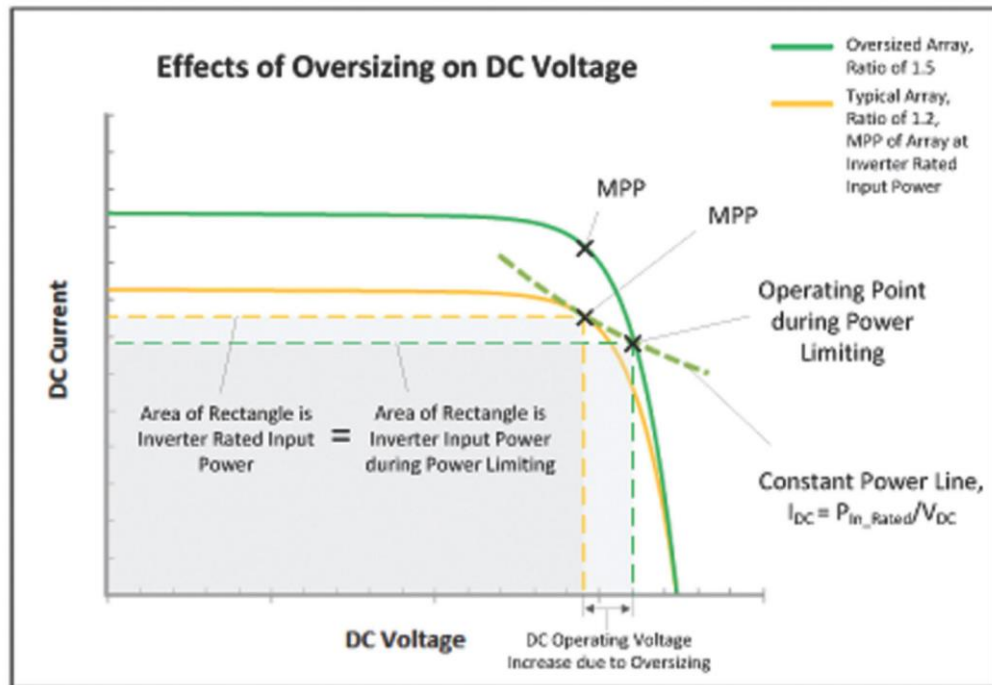
Esse efeito limitador de potência, tende a ocorrer com maior probabilidade e por períodos mais longos quanto maior for a relação CC-CA definida para o sistema fotovoltaico. Contudo, enquanto a energia adicional obtida através do *oversizing* (área verde da Figura 4) for maior que a energia perdida por *clipping* (área vermelha da

Figura 4), faz-se favorável o sobredimensionamento naquela razão escolhida (MOUNETOU *et al.*, 2014).

Apesar de os fabricantes indicarem um valor máximo de *oversizing* aceitável pelos inversores, utilizá-la não significa que o *oversizing* será otimizado. Em muitos casos, é possível projetar o sistema fotovoltaico para limitar o *clipping* a um valor ótimo (SOUZA, 2020). Na prática, em um projeto bem elaborado essa ocorrência de "grampeamento" deve ser prevista. Neste caso, é comum observar a ocorrência de *clipping* somente em alguns meses do ano, principalmente no verão, em que as condições climáticas favorecem uma geração energética maior (BOAVENTURA, 2020).

De forma prática, o *clipping* não está relacionado a um limite físico de operação do inversor, mas sim um limite operacional intencionalmente imposto pelos sistemas de controle do equipamento para garantir sua segurança. Em resposta à condição de *clipping*, o sistema de controle do inversor ajusta a tensão CC de entrada fornecida por cada arranjo de painéis, saindo do modo de rastreamento de máxima potência - MPPT, e passando a operar no modo *clipping*, onde a tensão aumenta de forma proporcional a diminuição da corrente para manter uma potência estável e igual a potência nominal. Deste modo, não acontece dissipação de energia quando o *clipping* é atingido. A Figura 5 apresenta duas curvas características (curvas I-V) de um arranjo de módulos em duas condições de *oversizing* (1,2 e 1,5 kWp/kW) (FIORELLI; ZUERCHER-MARTINSON, 2013).

FIGURA 5 - CURVAS I-V DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS (CONDIÇÕES TÍPICA E COM CLIPPING)



FONTE: FIORELLI e ZUERCHER-MARTINSON (2013).

Na Figura 5, a linha tracejada verde indica o limite de potência nominal do inversor. A curva I-V amarela (indicando um projeto com menor *oversizing*) está toda abaixo deste limite e, por tanto, opera em modo de MPPT. Já a curva I-V verde (indicando um projeto com maior nível de *oversizing*), ultrapassa o limite de potência definido para o inversor, sendo então o arranjo comutado para uma operação em modo *clipping* (FIORELLI; ZUERCHER-MARTINSON, 2013).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo, estão apresentados os materiais e os procedimentos metodológicos utilizados neste trabalho. Posto isto, vale ressaltar que a metodologia analítica foi dividida em duas partes.

A primeira consistiu em confrontar os reais resultados de geração de energia elétrica mensal durante o primeiro ano de operação de um sistema fotovoltaico residencial frente a dois cenários de estimativas: (i) geração estimada por simulações computacionais, executadas para o presente trabalho, considerando o banco de dados de um Ano Meteorológico Típico (TMY⁸) disponibilizado gratuitamente pelo repositório de dados climáticos *Climate One Building (2021)*; e (ii) geração estimada em sua fase de projeto, para o qual havia sido utilizado um método convencional e simplificado de cálculo, e considerados os dados solarimétricos disponíveis no Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná. Entretanto, para as estimativas em fase de projeto na presente pesquisa, utilizou-se a mesma base de dados climáticos usada para as simulações computacionais, possibilitando uma análise mais adequada e normalizada do ponto de vista solarimétrico.

Em segunda instância, foi analisada uma ampla faixa de relação CC-CA tecnicamente viável para o referido sistema fotovoltaico, com o auxílio de simulações computacionais, sendo observada sua sensibilidade em relação a geração específica de energia elétrica (em kWh gerado por kW instalado), fator de capacidade e perda energética por *clipping* (dados em porcentagem da geração total) em cada caso. Esta etapa teve como foco a busca por um *oversizing* otimizado para o sistema em questão.

Na sequência, detalhes da metodologia utilizada em cada uma das etapas são descritos, sendo antes, porém, apresentados os principais aspectos do sistema fotovoltaico alvo deste estudo.

3.1 ASPECTOS GERAIS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTUDO

As análises presentes neste trabalho foram realizadas com base em um sistema fotovoltaico conectado à rede, que possuía pelo menos um ano de funcionamento, a fim de garantir um montante de dados que permitisse um

⁸ *Typical Meteorological Year*, do inglês.

comparativo anual completo, tendo em vista a periodicidade anual inerente deste tipo de sistema.

O sistema fotovoltaico em questão está instalado na cidade de Goioerê, no estado do Paraná, mais precisamente na latitude $24^{\circ} 11' 5''$ Sul e longitude $53^{\circ} 1' 7''$ Oeste. Este sistema possui 24 módulos fotovoltaicos de 335 Wp cada, cada um composto por 72 células. Todos os módulos são do modelo *QPower L-G5*, da marca *QCells*. Os módulos foram instalados em dois arranjos série com 12 unidades cada. Suas principais especificações técnicas estão disponíveis no Anexo 1 (HANWHA Q CELLS CO. LTD., 2017).

Os arranjos de módulos deste sistema estão dispostos em duas áreas diferentes do telhado de uma residência, como indicado na Figura 6.

FIGURA 6- IMAGEM AÉREA DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS



FONTE: A autora (2021).

Um dos arranjos tem sua face voltada para a direção Nordeste, com azimute aproximado de 15 graus, e o outro está direcionado para o Sudoeste, como azimute aproximado de 195 graus, conforme melhor detalhado junto a vista superior do projeto, apresentada na Figura 7.

FIGURA 7 - IMAGEM AÉREA DA INSTALAÇÃO COM COORDENADAS



FONTE: A autora (2021).

O inversor fotovoltaico que compõe o sistema possui 6 kW de potência nominal, sendo monofásico, com tensão de saída CA 220 V fase-neutro, da marca *Fronius*. Sua folha de dados é apresentada no Anexo 2 (FRONIUS INTERNATIONAL GMBH SOLAR ENERGY, 2020). Além disso, este inversor possui dois dispositivos MPPT, permitindo que cada arranjo em série seja conectado a uma entrada MPPT distinta, trazendo uma importante flexibilidade para o projeto, tendo em vista que as tensões dos arranjos podem ser controladas de forma separada.

Quando os componentes deste sistema microgerador são conectados e entram em modo de funcionamento, a potência instantânea de saída do inversor fotovoltaico é apresentada no *display*⁹ do equipamento e também registrada remotamente através de um aplicativo de monitoramento. Deste modo, é possível ter acesso aos dados de potências de saída deste equipamento, dentre outros, ao longo do seu tempo de operação e, conseqüentemente, à geração de energia elétrica pelo SFVCR em todo seu período de funcionamento.

⁹ Do inglês, visor.

3.1.1 Dados registrados de geração energética e solarimétricos no primeiro ano operativo

Os dados reais registrados de geração de energia elétrica do SFVCR em estudo foram coletados junto ao aplicativo de monitoramento do inversor fotovoltaico, apresentando uma resolução de 5 minutos.

A geração de energia registrada, definida aqui como $E_{g(\text{real})}$, foi coletada a partir de 04 de julho de 2019 - primeiro dia completo de operação do sistema - até o final do dia 03 de julho de 2020, mensalmente, assim atingindo um ano completo de operação do SFVCR.

A fim de relacionar a geração registrada com os níveis de irradiação horizontal global diária média (H_{hor}) durante o mesmo período analisado de operação, foi realizada uma pesquisa, sendo optado pela utilização dos dados disponíveis junto ao trabalho de Souza (2020), demonstrados na Tabela 1. Em seu trabalho, a autora comparou dados de irradiação da cidade de Campo Mourão entre dezembro de 2019 e setembro de 2020, com aqueles disponibilizados pelo Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (2017) e pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Os dados solarimétricos estudados por Souza (2020) foram registrados por uma estação solarimétrica padrão SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), localizada na cidade de Campo Mourão (aproximadamente 66 km em linha reta de Goioerê), a qual está vinculada à Rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar (EPESOL), na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

TABELA 1 - IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL DIÁRIA DE CAMPO MOURÃO

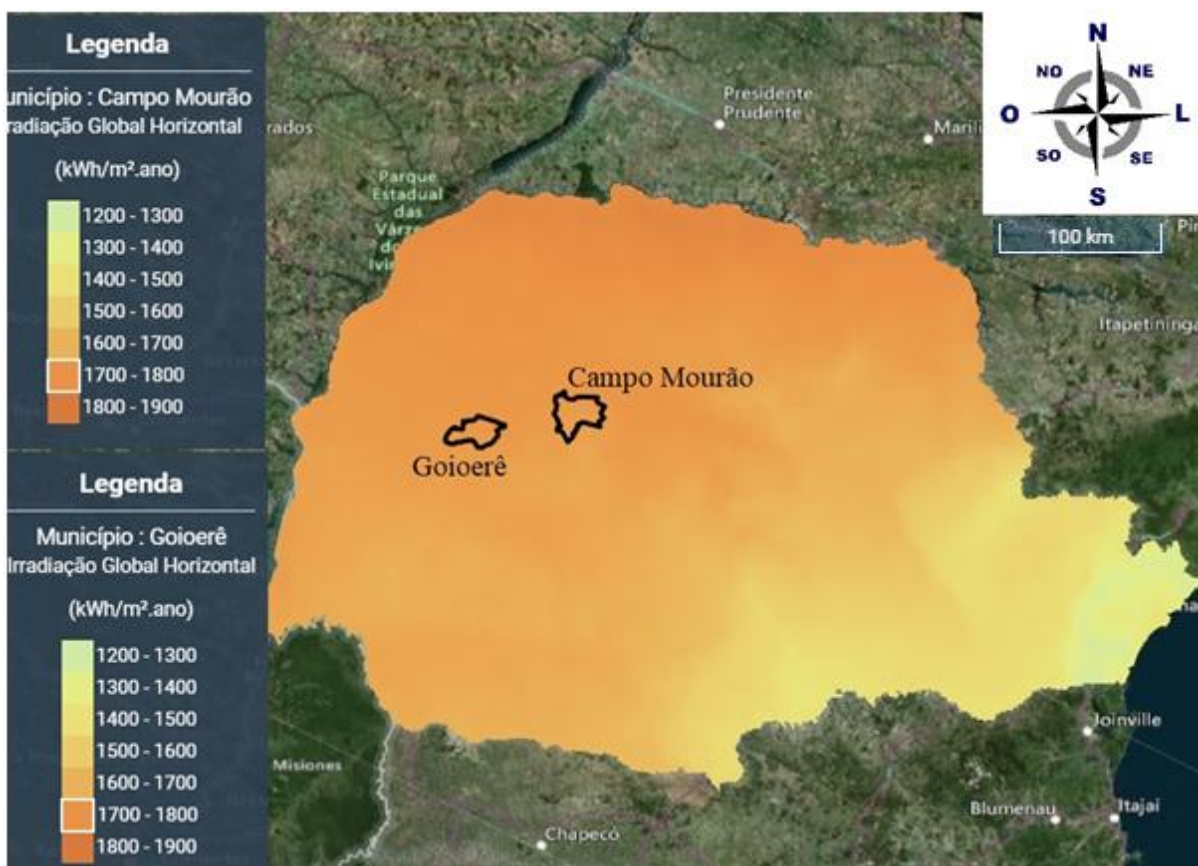
Irradiação Global Horizontal EPESOL	
Valores diários (kWh/m².dia)	
Janeiro/20	5,64
Fevereiro/20	5,79
Março/20	6,35
Abril/20	5,84
Maio/20	4,19
Junho/20	3,23
Julho/20	3,76
Agosto/20	4,48
Setembro/20	4,71
Dezembro/19	6,23
Média anual	5,02

FONTE: Adaptado de SOUZA (2020).

Apesar de o período indicado na Tabela 1 corresponder apenas em parte ao período dos dados registrados para o SFVCR alvo deste trabalho, somente estes dados foram considerados para comparação. Isso se deveu à falta de disponibilidade dos dados reais de irradiação para o ano de 2019 na literatura, na região de Campo Mourão.

Além disso, foram utilizados dados solarimétricos de Campo Mourão nesta pesquisa, pois trata-se da cidade mais próxima a Goioerê (local de instalação do microgerador) que possui uma estação solarimétrica em operação.

FIGURA 8 - DISTÂNCIA ENTRE GOIOERÊ E CAMPO MOURÃO



FONTE: Adaptado de Tiepolo *et al.* (2017).

Através da Figura 8, portanto, é possível ter noção da distância entre as cidades de Goioerê e Campo Mourão, indicada em 66 km em linha reta, em relação à dimensão do estado do Paraná. Ainda, a legenda presente na Figura 8 garante semelhança entre as localidades quanto à radiação global horizontal incidente por ano (1.700 a 1.800 kWh/m².ano) e, conseqüentemente, faz com que comparações das radiações solares incidentes no plano para essas cidades sejam praticáveis.

3.2 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL ANUAL COM RESOLUÇÃO HORÁRIA

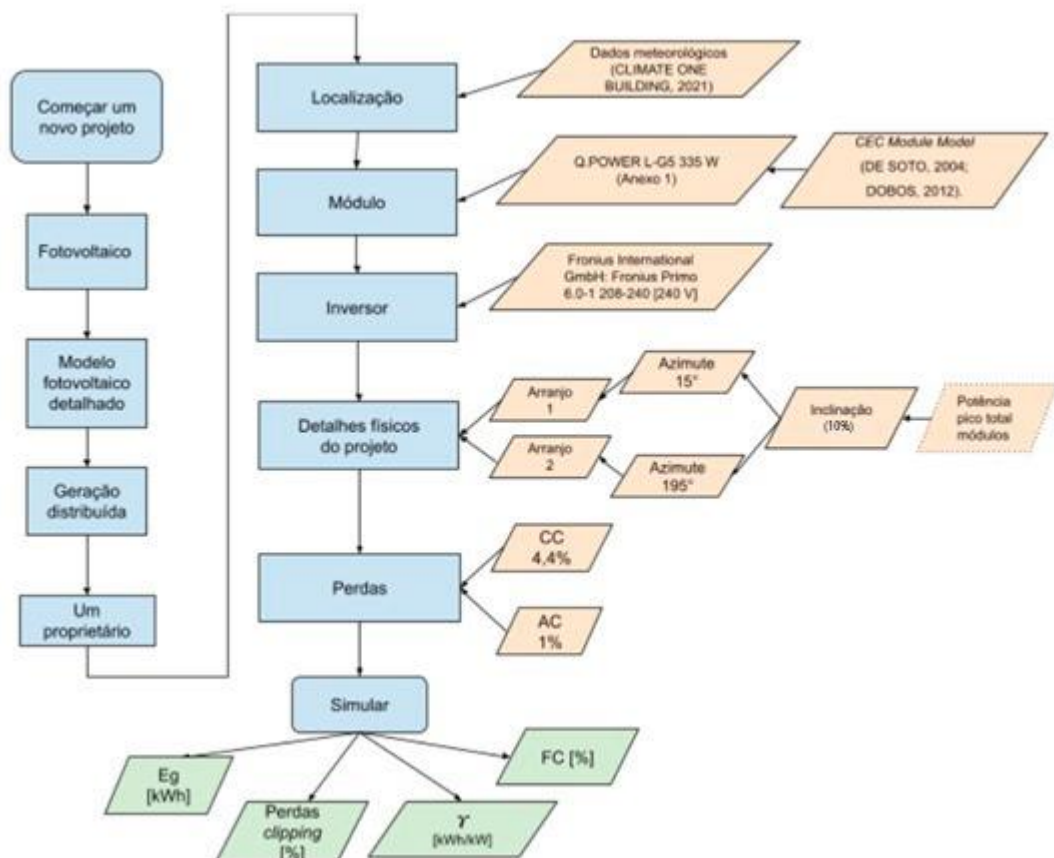
O *System Advisor Model* (SAM), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), é um *software* gratuito de modelagem técnico-econômica para projetos em energias renováveis. Através dele, é possível estimar a geração de energia elétrica mensal e anual por sistemas fotovoltaicos, bem como perdas por *clipping* em casos de sistemas que apresentem *oversizing*. Para construir as simulações, necessita-se adicionar à plataforma do *software* dados meteorológicos do

local de instalação do gerador fotovoltaico, especificações sobre os módulos e inversores componentes do sistema, além de detalhes físicos do projeto, como arranjo dos módulos, inclinação, azimute, modo de instalação, dentre outros.

Este *software* vale-se de uma estratégia de simulação que combina os resultados de diversos modelos matemáticos, compilados em Gilman *et al.* (2018), desde modelos de posição solar até modelos de módulos e inversores, possibilitando o cálculo das saídas em CA de um sistema fotovoltaico. A cada simulação, os modelos são resolvidos gerando resultados para cada hora em um horizonte total de um ano.

Na Figura 9, encontra-se um fluxograma explicativo para os processos do *software* envolvidos neste trabalho, bem como demonstração das entradas e saídas de interesse nesta investigação.

FIGURA 9 - FLUXOGRAMA DE ENTRADAS E SAÍDAS DO SOFTWARE SAM



FONTE: A autora (2021).

Inicialmente, conforme Figura 9, foi selecionada a opção para simulação de um sistema fotovoltaico de proprietário único (*single owner*) e incluiu-se um pacote de

dados solarimétricos de TMY para Campo Mourão, no Paraná, cidade mais próxima a Goioerê com dados disponíveis eletronicamente em *Climate One Building* (2021). Este pacote agrega dados de irradiação solar - em suas componentes direta e difusa, global e de plano inclinado -, velocidade e direção do vento, temperatura e umidade relativa do local, no período de 2004 a 2018, com intervalo de 60 minutos entre cada registro. A estação meteorológica em que esses dados foram registrados possui número de identificação 837830, pela Air Force Datsav3, regida pela Organização Mundial de Meteorologia (WMO¹⁰) (CSB, 2021). A Tabela 2 apresenta os dados de irradiação global horizontal diária registrados pela referida base de dados.

TABELA 2 - IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL DIÁRIA DE CAMPO MOURÃO

Irradiação Global Horizontal ISD-TMYx 2004-2018	
Valores diários (kWh/m².dia)	
Janeiro	5,64
Fevereiro	5,93
Março	5,28
Abril	4,03
Maió	3,36
Junho	2,64
Julho	3,00
Agosto	4,37
Setembro	5,06
Outubro	5,42
Novembro	6,34
Dezembro	6,65
Média anual	4,81

FONTE: Climate One Building (2021).

O SAM conta ainda com a opção de seleção de características de módulos fotovoltaicos pré-cadastrados para serem utilizadas nas simulações, além de permitir a seleção de diferentes modelos matemáticos a serem utilizados. Para o presente estudo, foi selecionado o modelo de módulo fotovoltaico *CEC Module Model*,

¹⁰ Do inglês, *World Meteorological Organization*.

desenvolvido por De Soto (2004) e atualizado por Dobos (2012). Este modelo utiliza seis parâmetros específicos de correntes, tensões e potências de módulos fotovoltaicos para estimar sua geração de energia. Como os módulos fotovoltaicos em operação no sistema em estudo não fazem parte da lista de modelos pré-cadastrados no SAM, optou-se por realizar uma entrada manual com suas características junto ao *software* (Anexo 1), prezando por minimizar fontes de erros entre simulações e os resultados registrados na operação real.

Quanto ao inversor fotovoltaico, selecionou-se o modelo Fronius International GmbH: Fronius Primo 6.0-1 208-240 [240 V], mesmo modelo instalado para o microgerador em estudo. Este possui 6 kW de potência nominal, máxima corrente de entrada de 9,34 A e com faixa de tensão de 240-800 V por MPPT.

Feito isso, foi realizada a descrição dos detalhes físicos do sistema quanto à sua forma de instalação junto ao *software*. Os módulos fotovoltaicos foram combinados em série, em dois arranjos iguais (arranjo 1 e arranjo 2) sendo cada um desses arranjos conectados a um dispositivo MPPT diferente, conforme realizado no projeto real. Foi definida uma inclinação do telhado da residência de 10%, para ambas as águas do telhado. Finalizando esta etapa, os ângulos azimutais foram definidos como 15° e 195°. É importante frisar que os ângulos utilizados nas simulações podem conter erros, apesar de terem sido estimados por medidas realizadas junto ao local do SFVCR.

As perdas de geração de energia elétrica por sombreamentos não foram consideradas nas simulações geradas no *software* SAM, sendo consideradas muito pequenas devido a presença de poucas projeções nas proximidades do sistema que venham a interferir junto aos horários de maior produção do sistema. Entretanto, as perdas por *mismatch*¹¹ dos módulos foram consideradas como 2%, sendo também consideradas perdas em diodos e conexões de 0,5% e junto ao cabeamento de corrente contínua de 2%. Visto isso, de acordo com a metodologia de análise do SAM, as perdas de geração de energia pela parte de corrente contínua totalizaram-se em 4,44 %. Na parte CA do SFVCR, considerou-se 1% de perda por cabeamento. Tais valores são sugeridos como valores de perdas padrão junto ao *software* SAM.

¹¹ Termo em inglês traduzido como incompatibilidade ou descasamento. As perdas por *mismatch* acontecem pela diferença na geração de energia por dois ou mais módulos fotovoltaicos em um arranjo.

O *software* utilizado também apresenta taxa de degradação anual da capacidade CC como sendo 0,5% ao ano, começando a ser computada a partir do segundo ano de funcionamento nas simulações.

Deste modo, considerou a geração energética estimada pelas simulações no SAM como sendo $E_{g(SAM)}$. Foram analisados resultados mês a mês no primeiro ano de operação do SFVCR e uma média anual ao final deste período.

3.3 MÉTODO DE ESTIMATIVA DE GERAÇÃO CONVENCIONAL (USADO EM PROJETO)

O SFVCR em estudo, por sua vez, foi projetado por um método convencional simples, em que se estima a geração de energia elétrica mensal através da Equação 2, adaptada de Pandey, Kumar e Panwar (2019).

$$E_{g(\text{projeto})} = P_{CC,STC} \cdot H_{hor} \cdot FR \cdot n \quad (2)$$

Onde:

- $E_{g(\text{projeto})}$ → Geração de energia estimada em fase de projeto, por um método simplificado de cálculo [kWh/mês];
- $P_{CC,STC}$ → Somatório das potências pico dos painéis fotovoltaicos, em condições padrão de ensaio STC [kWp];
- H_{hor} → Irradiação global horizontal diária média mensal [kWh/m².dia];
- FR → fator de rendimento do sistema;
- n → número de dias de cada mês do ano.

Conforme realizado na fase de projeto, foi aplicado um valor fixo de 0,78 para o FR. Na fase de projeto, este valor foi arbitrado apenas com base em conhecimento empírico da equipe.

A Ferramenta Interativa Web do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (2017) foi utilizada na fase de projeto do sistema para obtenção dos dados de

irradiação global horizontal diária média (H_{hor}) para cada mês do ano na cidade de Goioerê, os quais estão disponíveis na Tabela 3. Esta ferramenta faz uso do modelo de Transferência Radiativa BRASIL-SR para estimar o fluxo de radiação no estado do Paraná (TIEPOLO et al., 2017).

TABELA 3 - IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL DIÁRIA DE GOIOERÊ

Irradiação Global Horizontal Atlas de Energia Solar do PR	
Valores diários (kWh/m².dia)	
Janeiro	6,24
Fevereiro	5,76
Marco	5,28
Abril	4,46
Maio	3,5
Junho	3,09
Julho	3,3
Agosto	4,26
Setembro	4,52
Outubro	5,36
Novembro	6,12
Dezembro	6,54
Média anual	4,87

FONTE: Adaptado de Tiepolo *et al.* (2017).

Entretanto, com objetivo de diminuição de erros entre as futuras comparações dos dados reais registrados de geração do SFVCR em estudo frente aos resultados desta pesquisa, as gerações de energia elétrica estimadas pelo método convencional neste trabalho foram calculadas a para mesma base de dados solarimétricos utilizada nas simulações computacionais, indicados na Tabela 2. Deste modo, estimou-se a produção energética [$E_{g(\text{projeto})}$] pelo sistema fotovoltaico mês a mês.

É importante salientar que esta equação simplificada é baseada apenas na eficiência de conversão de energia luminosa para energia elétrica dos módulos fotovoltaicos utilizados, na área efetiva de conversão e na média mensal de irradiação solar que atinge a referida área. Todos os efeitos de perdas diversas do sistema, seja

por desvios de execução de projeto ou perdas inerentes ao próprio sistema são expressas de forma única em um fator de desempenho, ou rendimento (FR).

Em geral, projetistas tomam o FR entre valores de 70% a 85%, mas os critérios para a escolha dos valores utilizados geralmente não são detalhados em projetos de pequeno porte. Os reais impactos do *oversizing*, por exemplo, geralmente acabam sendo desconhecidos, quando da simples aplicação desta equação para o dimensionamento de SFVCR residenciais.

Somente com o uso de *softwares* que combinam modelos matemáticos de forma computacional e resolução horária podem auxiliar na avaliação dos reais resultados da prática de *oversizing*.

3.4 METODOLOGIAS ANALÍTICAS

3.4.1 Análise de geração

Para a primeira etapa da pesquisa, foi elaborada uma análise comparativa dos dados reais registrados de geração energética do SFVCR em relação às gerações estimadas em (i) simulações feitas no SAM e em (ii) fase de projeto. Essas contraposições, definidas como Desvios (i) e (ii), respectivamente, foram realizadas de acordo com as equações 3 e 4.

$$Desvio_{(i)} = \left[\frac{Eg_{(real)}}{Eg_{(SAM)}} \cdot 100 \right] - 100 \quad (3)$$

$$Desvio_{(ii)} = \left[\frac{Eg_{(real)}}{Eg_{(projeto)}} \cdot 100 \right] - 100 \quad (4)$$

Onde:

- $Desvio_{(i)}$ → variação entre os dados reais registrados de geração de energia elétrica pelo SFVCR em estudo e as estimativas de geração energética para o microgerador por meio de simulações computacionais, utilizando o *software* SAM [%];

- **Desvio_(ii)** → variação entre os dados reais registrados de geração de energia elétrica do SFVCR em estudo e as estimativas de geração energética pelo microgerador em fase de projeto, realizada através de um método convencional com equação simplificada [%];
- **Eg_(real)** → geração real registrada de energia elétrica pelo SFVCR em análise neste trabalho, registrada no aplicativo de monitoramento do inversor que compõe o sistema [kWh];
- **Eg_(SAM)** → estimativa de geração de energia elétrica pelo SFVCR em estudo através de modelos computacionais, compilados no *software* SAM [kWh];
- **Eg_(projeto)** → estimativa de geração de energia elétrica do SFVCR em estudo, em fase de projeto, realizada por um método convencional simplificado de cálculo [kWh];

Realizou-se o estudo dos Desvios (i) e (ii) mês a mês, obtendo-se uma média anual para ambos casos de comparação ao final do primeiro ano de operação do SFVCR. Os resultados foram então discutidos a fim de determinar o método que teve desempenho mais aproximado frente à geração de energia real registrada no SFVCR considerado neste trabalho.

Além disso, foram comparadas as estimativas de geração energética pelos métodos computacional e convencional junto aos dados reais registrados, com os valores de irradiação global horizontal estudados em cada caso, com objetivo de justificar a presença de desvio entre os métodos. Alguns fatores adicionais que podem influenciar na geração de energia elétrica por um sistema fotovoltaico também foram abordados.

3.4.2 Análise de otimização de *oversizing*

A fim de encontrar o ponto ótimo de *oversizing* para o SFVCR em questão, levando em conta os valores de produtividade [kWh.kW^{-1}], fator de capacidade [%], produção de energia elétrica anual [kWh.ano^{-1}] e perdas por *clipping* [%], no primeiro ano de operação do sistema, foram realizadas simulações no *software* SAM para diferentes níveis de dimensionamento.

As simulações computacionais no *software* SAM foram realizadas de acordo com a Seção 3.3 deste trabalho. Partiu-se de uma quantidade mínima de módulos fotovoltaicos conectados em série, levando em conta os limites técnicos do inversor fotovoltaico do microgerador em estudo. Para isso, então, a tensão mínima CC aceita pelo inversor em cada arranjo, em condição de MPP (240 V), foi considerada (Anexo 2).

A partir desta condição mínima, foi produzido um incremento de um módulo em cada arranjo do sistema por simulação, até que se atingiu, como limite máximo, 16 módulos conectados em série por arranjo. Tal condição ainda respeitou os limites técnicos do inversor.

Sendo assim, nove condições de dimensionamento foram selecionadas para análise no *software* SAM. A Tabela 4 apresenta os números de módulos dispostos em série por arranjo fotovoltaico para cada simulação, seguidos das suas respectivas razões de dimensionamento, resultante da aplicação da Equação 1.

TABELA 4 - CONDIÇÕES DE DIMENSIONAMENTOS PARA TESTES

Número de módulos em série/arranjo	7	8	9	10	11	12 (real)	13	14	15	16
$R_{P,OS}$ [kWp/kW]	0,782	0,893	1,00	1,12	1,23	1,34	1,45	1,56	1,67	1,78

FONTE: A autora (2021).

A condição em que foram simulados 9 módulos em série por arranjo (Tabela 4) consistiu na condição de referência nas simulações, uma vez que esta apresenta potência CC instalada igual à potência nominal do inversor.

As correntes máximas dos arranjos e a corrente máxima nominal do inversor não fizeram parte das preocupações neste estudo, uma vez que se manteve a configuração dos módulos fotovoltaicos em série para todos os casos analisados.

Com as simulações para os casos considerados na Tabela 4, foram obtidos os resultados de produção energética anual, fator de capacidade, produtividade, energia líquida e perdas por *clipping*. O ganho energético por *oversizing*, ou eventual deficiência na geração de energia elétrica por *undersizing*, por sua vez, foi determinado através da Equação 5.

$$R_E = \frac{E_g}{E_{g_{ref}}} \cdot 100 \quad (5)$$

Onde:

- R_E → Razão de ganho ou perda energética pela condição de dimensionamento, relativa ao caso de referência [%];
- E_g → geração de energia elétrica anual [kWh];
- $E_{g_{ref}}$ → geração de energia elétrica anual estimada para o caso de referência, em que a potência CC instalada é a mesma que a potência nominal do inversor CC-CA [kWh].

Gráficos que relacionam os níveis de $R_{P,OS}$ com os resultados de produtividade e fator de capacidade foram elaborados com intuito de identificar o nível de *oversizing* ótimo para cada fator avaliado.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados para as duas partes da pesquisa de forma separada. Primeiramente, os resultados para a análise de geração energética - a partir dos dados reais registrados em relação às gerações de energia determinadas através das simulações em um *software* e do método convencional de cálculo - serão contrapostos e comentados. Além disso, fatores que possam ter influenciado nos desvios dos resultados também serão abordados.

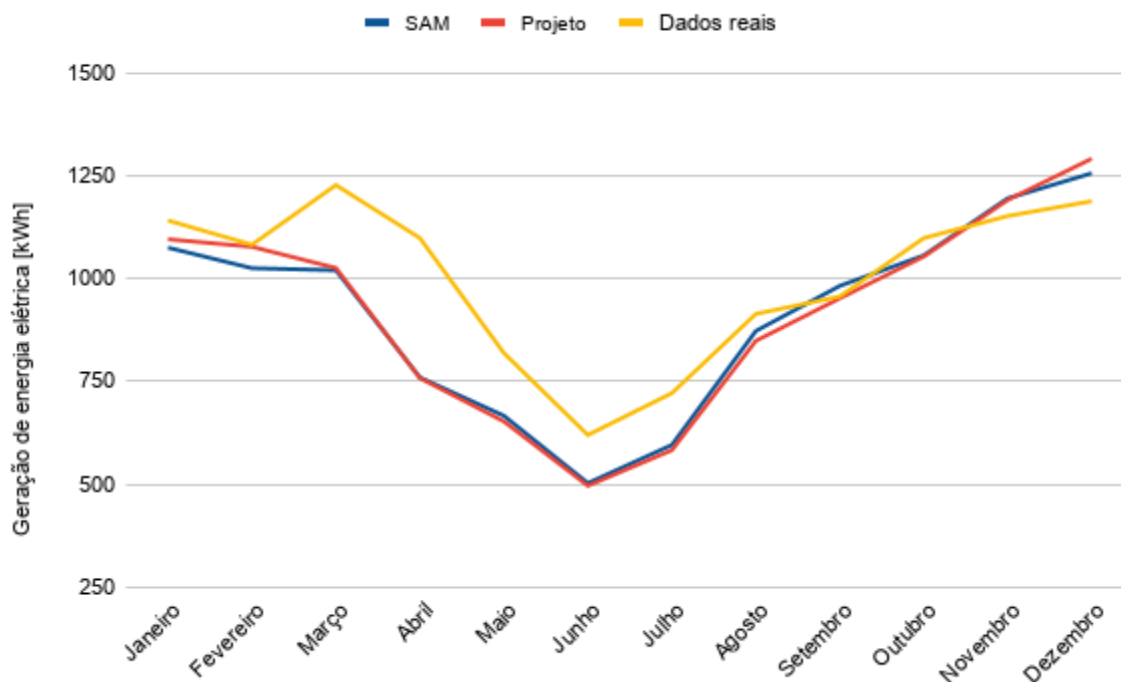
Logo após, serão apontados os resultados para os estudos de diferentes razões de dimensionamento para o SFVCR, estando estas dentro de suas limitações técnicas, a fim de identificar um ponto ótimo de viabilidade energética para o sistema. Nessa parte, portanto, resultados para geração anual, perdas por *clipping*, limitação ou ganho energético ocasionado pela escolha da razão de dimensionamento, produtividades e fatores de capacidade para cada condição de estudo serão apresentados e discutidos.

4.1 ANÁLISE DE GERAÇÃO

A metodologia para estimativa de geração energética utilizada como base para projetar o sistema original mostrou-se bastante simplificada em relação ao método computacional de análise. O primeiro método abrange apenas dados médios de irradiação por mês, potência constante dos módulos fotovoltaicos e um fator de rendimento único constante que resume todo o funcionamento do microgerador, para caracterização do sistema. O *software* de simulação, por sua vez, consiste em uma estratégia mais robusta de análise, levando em conta uma série de modelos matemáticos, os quais abrangem dados solarimétricos de resolução horária e propriedades elétricas dos componentes, para os cálculos.

Mesmo assim, o estudo que contrapôs as estimativas de produção energética através dos dois métodos, em relação aos dados reais registrados de geração, indicou que o sistema real teve rendimento maior que o esperado por ambas metodologias de cálculo, no seu primeiro ano de operação. Os resultados mensais para as gerações energéticas estimadas e a produção de energia real registrada estão representados no gráfico da Figura 10.

FIGURA 10 - RESULTADOS DE GERAÇÃO MENSAL DO SFVCR (2019/2020)



FONTE: A autora (2021).

Conforme Figura 10, pode-se notar desvios da geração energética real registrada em comparação com ambos os métodos de estimativa em alguns meses do ano, principalmente em março, abril, maio, junho e julho. Entretanto, de modo geral, as estimativas de geração ficaram abaixo da produção real registrada, exceto pelos meses de setembro, novembro e dezembro, em que o SFVCR em questão apontou menor geração realizada frente às estimativas do *software*. Quanto às estimativas de projeto, os meses de novembro e dezembro foram os únicos que apresentaram gerações calculadas maiores que as registradas, efetivamente.

Para melhor análise dessas variações verificadas na Figura 10, os Desvios (i) e (ii) calculados para os dados reais registrados em contraste com os resultados do modelo computacional e do método convencional de cálculo usado em projeto, respectivamente, foram dispostos na Tabela 5.

TABELA 5 - DESVIOS ENTRE DADOS REAIS E MÉTODOS DE ESTIMATIVA DE GERAÇÃO ENERGÉTICA

DADOS REAIS EM RELAÇÃO AO SAM E AO PROJETO		
Mês	Desvio (i) [%]	Desvio (ii) [%]
Janeiro	+6,14	+4,16
Fevereiro	+5,57	+0,47
Março	+20,3	+19,6
Abril	+44,6	+44,9
Maio	+22,9	+25,5
Junho	+23,3	+24,8
Julho	+21,1	+23,8
Agosto	+4,76	+7,72
Setembro	-2,64	+0,46
Outubro	+4,00	+4,25
Novembro	-3,59	-3,28
Dezembro	-5,41	-8,00
Anual	+9,19	+9,01

FONTE: A autora (2021).

Por meio da Tabela 5, confirma-se que os meses de março, abril, maio, junho e julho apresentaram os maiores desvios entre as gerações reais registradas do SFVCR em relação às simulações computacionais, indicando que, nestes períodos, o sistema gerou 20,3%, 44,6%, 22,9%, 23,3% e 21,1% mais energia elétrica que o esperado, respectivamente. Boa parte desses desvios pode estar relacionada com a complexidade dos modelos de cálculo integrados no SAM, entretanto, quando comparados os dados de irradiação solar registrados (Tabela 1), para os meses de março, abril, maio, junho e julho, com os dados de irradiação utilizados nas estimativas via *software* (Tabela 2), nota-se que os registros recentes para estes períodos também apresentaram grande variação - os dados da EPESOL, disponíveis em Souza (2020) foram 20,3%, 44,8%, 24,7%, 22,3% e 25,3% maiores que os dados solarimétricos inseridos no *software*, respectivamente.

Estas variações expressivas nos dados de energia solar, combinadas com os desvios entre as gerações de energia elétrica registradas em relação às estimadas,

indicam grande influência da irradiação na geração de energia por um sistema fotovoltaico. Deste modo, como Souza (2020) registrou um período mais energético quanto à incidência de radiação solar na localidade entre os anos de 2019 e 2020, faz-se coerente a maior produção de energia elétrica pelo SFVCR no mesmo período.

Em adição, quando comparadas as gerações reais registradas com as estimativas resultantes do método simplificado de cálculo, nota-se que os períodos de maiores desvios neste caso coincidem com aqueles avaliados para o caso das simulações em *software*. Deste modo, mostra-se que as estimativas pelo método convencional ficaram dentro do esperado, uma vez que dependem, de forma direta, exclusivamente dos valores de irradiação global horizontal, nesta pesquisa. Entretanto, é importante ressaltar que, o valor de 0,78 para o fator de rendimento (FR) fixado com base em conhecimentos empírico junto a equação de dimensionamento na fase de projeto, quando empregado de forma indiscriminada e replicado diretamente em outros projetos, pode resultar em estimativas bastante imprecisas.

No caso avaliado, o FR estimado junto aos modelos simulados no SAM foi exatamente 0,78, explicando o sucesso da aplicação do modelo simplificado e sua grande proximidade de resultados em relação aos resultados do SAM.

Para o mês de janeiro, o desempenho do SFVCR em estudo mostrou-se também acima do esperado por ambas estimativas, mesmo quando utilizando o mesmo valor de irradiação diária média mensal. Isso indica que os métodos de estimativas abordados neste trabalho apresentam erros em relação ao que efetivamente aconteceria no primeiro ano de funcionamento do sistema, mostrando que o fator de rendimento real do microgerador em estudo foi maior que o considerado.

Em fevereiro, por sua vez, apesar de o registro de radiação solar (Tabela 1) ter sido menor que o dado utilizado nos cálculos (Tabela 2), as estimativas também se mostraram abaixo da geração real registrada para este período, confirmando existência de erros nos métodos de produção energética.

Para os meses de agosto e outubro, os dados reais registrados de geração de energia elétrica pelo microgerador em questão foram também maiores que ambas as estimativas, entretanto, as comparações sobre dados registrados de energia solar incidida não foram realizadas pela falta de registros nos mesmos períodos. Os resultados referentes ao mês de setembro não foram contrapostos por este motivo.

Ainda vale ressaltar que, para novembro e dezembro, ambos desvios se apresentaram negativos, apontando que o desempenho do SFVCR em estudo foi menor que o esperado pelos métodos de cálculo. A irradiação registrada, conforme Tabela 1, também foi menor que a irradiação usada nas estimativas para o mês de dezembro, comprovando relação entre a geração de energia elétrica pelo SFVCR e a energia solar irradiada para este período. Entretanto, não foram obtidos os registros de irradiação na EPESOL para novembro de 2019, para fim de comparação (SOUZA, 2020).

De modo geral, conforme constatado por Souza (2020), entre dezembro de 2019 a setembro de 2020 houve um período atipicamente mais energético na região analisada, indicando um aumento anual de aproximadamente 8% na irradiação solar global horizontal em comparação com dados solarimétricos anteriores a este período na localidade, resultado este que acompanha também a maior geração de energia elétrica registrada do SFVCR alvo deste trabalho, que atingiu média anual 9,19% maior em relação às simulações e 9,09% maior em relação à estimativa de projeto, em seu primeiro ano de operação.

Vale ressaltar que uma análise mais aprofundada deve considerar os dados meteorológicos para a cidade de Goioerê, onde o microgerador encontra-se instalado realmente. Diferentes localidades refletem em diferentes latitudes e, conseqüentemente, na energia solar incidente no plano dos módulos.

Além disso, apesar de a radiação solar incidente no plano ser um dos fatores que possui mais influência no desempenho dos sistemas fotovoltaicos, ainda existem outras variantes que podem ter influência sobre os resultados de geração energética de um microgerador. Uma investigação mais completa deve considerar ainda as temperaturas de bulbo seco e bulbo úmido às quais os módulos ficam sujeitos durante a operação, além de fatores como incidência de ventos e umidade relativa do ar. Tais fatores afetam principalmente as tensões nas séries de módulos, podendo refletir nos resultados da potência efetiva entregue pelo sistema. O arrefecimento dos módulos melhora seu desempenho, elevando a tensão de trabalho e, conseqüentemente, elevando a potência ativa gerada. Entretanto, tensões muito elevadas são automaticamente limitadas na entrada do inversor de frequência, levando o sistema a operar em modo de *clipping*, caso este tenha sido dimensionado com níveis relativamente altos de *oversizing*.

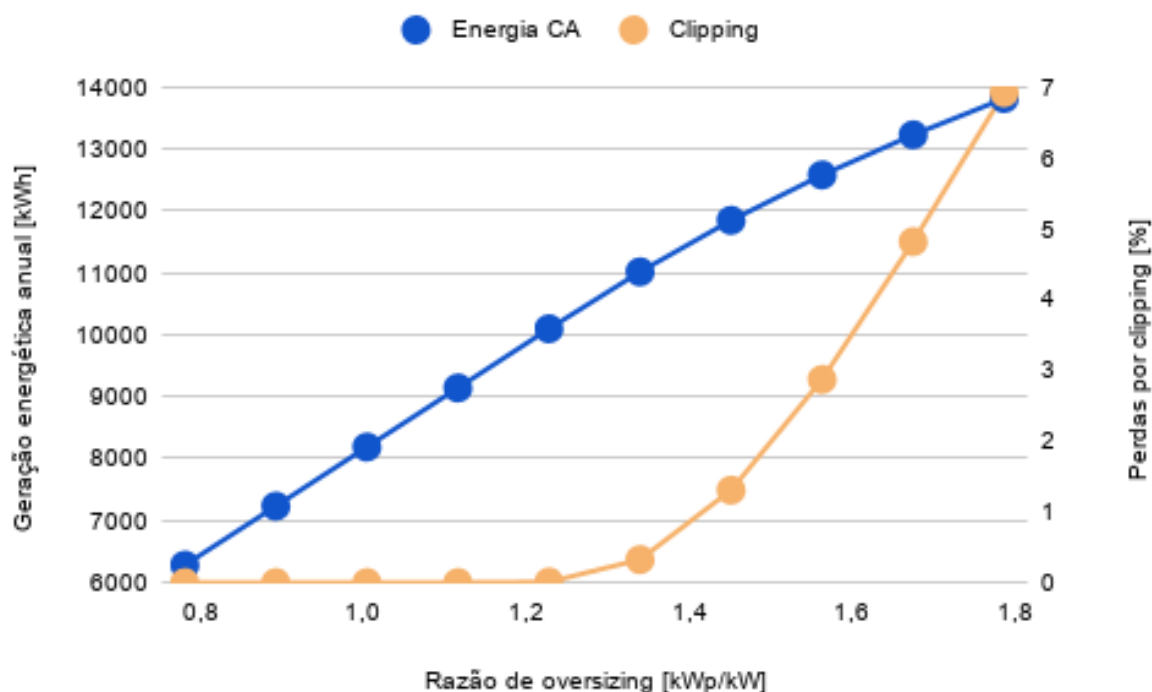
Dá-se aí a importância de estudar o efeito de “grampeamento” da potência de saída do inversor e, conseqüentemente, a perda na energia elétrica gerada, em fase de projeto dos microgeradores fotovoltaicos, a fim de maximizar o desempenho dos sistemas sobredimensionados.

4.2 ANÁLISE DE OTIMIZAÇÃO DE *OVERSIZING*

A metodologia proposta para análise de otimização de *oversizing* permitiu com que fosse encontrado um ponto em que o desempenho energético do SFVCR em questão viu-se maximizado, avaliando-se várias condições de dimensionamento para este, dentro de suas limitações técnicas. Para isso, portanto, a geração anual e as perdas por *clipping* foram discutidas primeiramente.

A comparação entre a geração de energia elétrica anual no primeiro ano de operação com as perdas por *clipping* para cada razão de dimensionamento simulada está representada na Figura 11.

FIGURA 11 - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E PERDAS POR *CLIPPING*



FONTE: A autora (2021).

Conforme Figura 11, é possível notar que, à medida que houve aumento na quantidade de módulos instalados nos arranjos fotovoltaicos, a geração energética

também sofreu incremento: de 6,28 MWh/ano, para a primeira razão avaliada (com característica de *undersizing*) até 13,8 MWh/ano, na última condição de *oversizing* analisada nas simulações (1,78 kWp/kW). Entretanto, apesar da relação direta entre a razão de dimensionamento e a produção energética, pode-se observar diminuição na inclinação da curva de geração de energia elétrica após a região entre 1,2 e 1,4 kWp/kW, conferida por um coeficiente angular de reta maior até este intervalo (8,50 MWh/ano) e menor após ele (5,86 MWh/ano). Essa diminuição está diretamente relacionada com as perdas decorrentes do efeito *clipping* no inversor, as quais apresentaram aumento exponencial após essa região. Pelos resultados numéricos, para a razão de 1,34 kWp/kW obteve-se 0,325% de perda por *clipping* no primeiro ano de operação do sistema, evoluindo até 6,92% para 1,75 kWp/kW.

Ao analisar os ganhos por *oversizing* e as eventuais gerações energéticas reduzidas decorrentes do *undersizing* do SFVCR, obteve-se a Tabela 6.

TABELA 6 - GANHO POR OVERSIZING

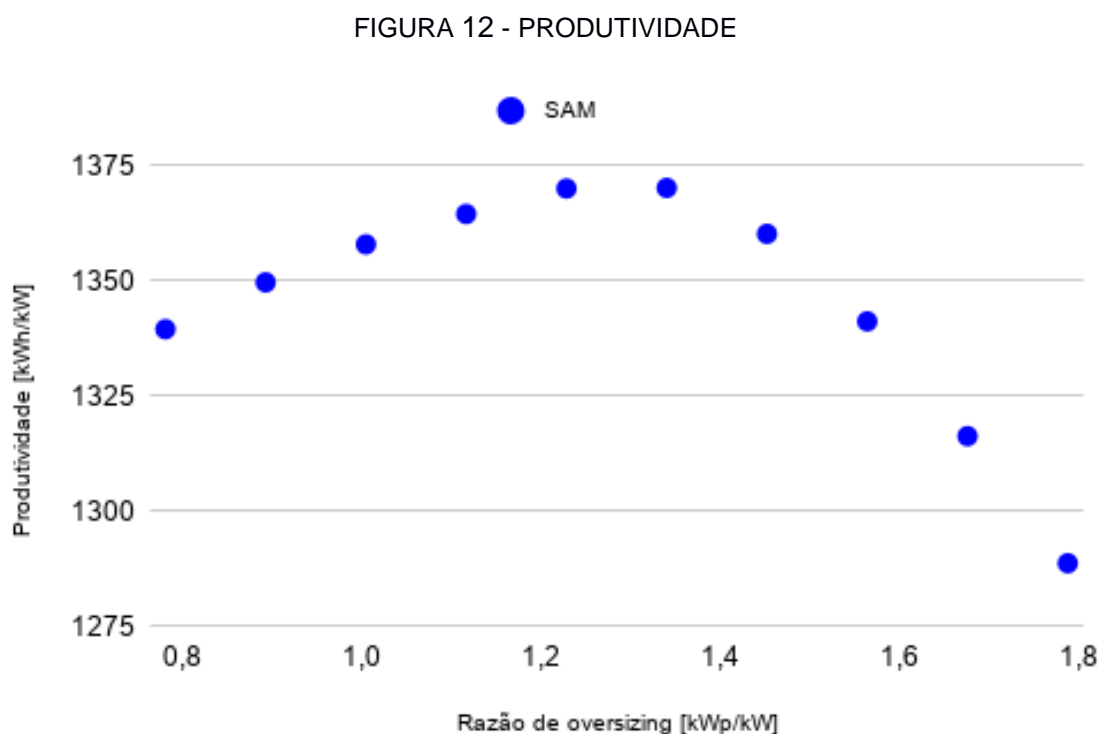
R _{P,os} [kWp/kW]	R _E [%]
0,78	-23,3
0,89	-11,6
1	0
1,12	+11,6
1,23	+23,3
1,34	+34,5
1,45	+44,7
1,56	+53,6
1,67	+61,5
1,78	+68,7

FONTE: A autora (2021).

Através da Tabela 6, observaram-se ganhos crescentes na geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico conforme incrementos nas razões de *oversizing*, chegando a geração a ser aumentada em até 78,7% para a máxima estimativa. Entretanto, é necessário considerar que os ganhos expressivos por *oversizing* são geralmente acompanhados da ocorrência maximizada do efeito

clipping, a qual pode vir a prejudicar o rendimento do sistema quando considerada uma taxa CC de instalação muito alta, mesmo que esta ainda respeite o limite máximo de tensão de entrada do inversor fotovoltaico.

Deste modo, a fim de avaliar melhor o desempenho dos sistemas simulados, foram dispostos, na Figura 12, os resultados de produtividade para todas as condições simuladas.



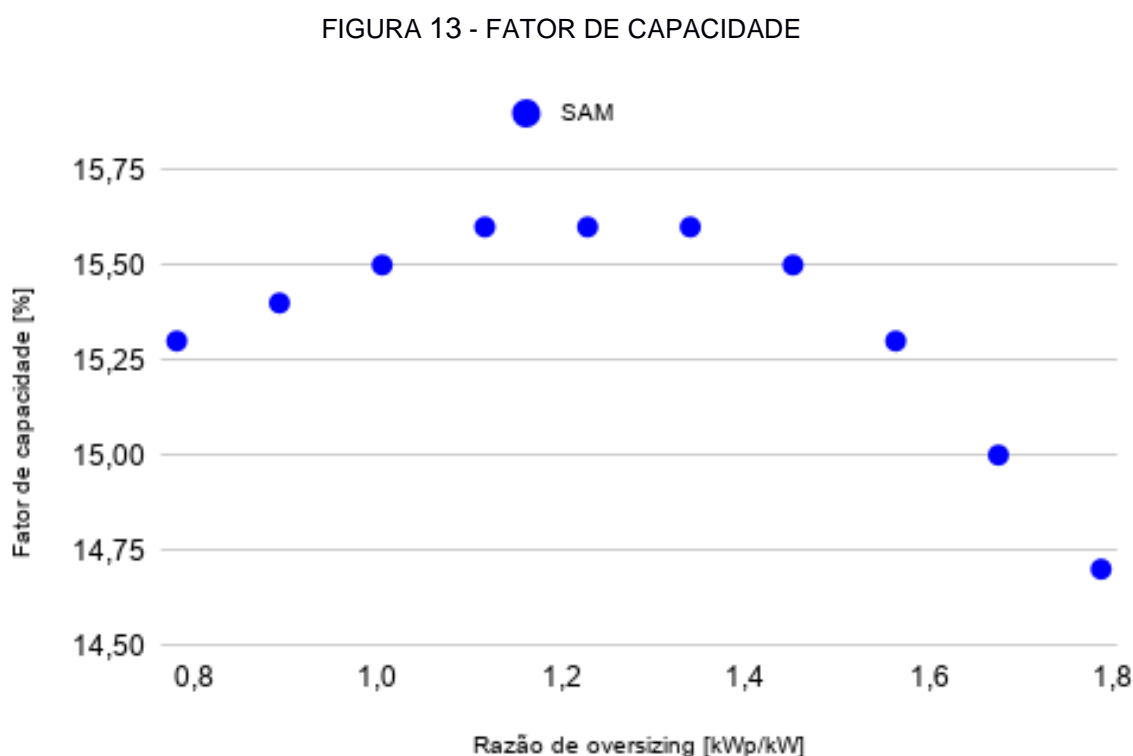
FONTE: A autora (2021).

A partir da Figura 12, observou-se aumento da produtividade, partindo de 1.339 kWh/kW para o caso de menor potência de módulos instalada, conforme houve incremento no número de módulos fotovoltaicos até o ponto em que foram simulados 12 módulos por arranjo no sistema. Neste ponto, portanto, é possível notar uma maximização do parâmetro de produtividade do sistema, resultando em 1.370 kWh/kW. Isso indica que o SFVCR foco desta pesquisa foi projetado com uma taxa de dimensionamento muito próxima da razão ótima para um microgerador deste porte, no que se trata à geração específica de energia.

Entretanto, passada a razão de aproximadamente 1,35 kWp/kW, a produtividade dos sistemas tornou a decrescer, chegando a 1.288 kWh/kW para a maior razão de *oversizing* analisada. Sendo assim, apesar desta relação CC-CA

excessiva ter apresentado o maior ganho energético pela prática de *oversizing* (Tabela 6), em um estudo para investigar as produtividades dos sistemas, essa não se mostrou a melhor razão para ser praticada em um microgerador de pequeno porte, mesmo a faixa de tensão permitida pelo inversor sendo ainda respeitada.

O mesmo acontece para os resultados dos fatores de capacidade dos sistemas em relação às diferentes razões de dimensionamento simuladas no presente trabalho, demonstrados na Figura 13.



FONTE: A autora (2021).

Pela Figura 13 também é possível observar como o incremento na razão de dimensionamento causa influência no desempenho do sistema. Notou-se uma otimização deste parâmetro para a relação de 1,34 kWp/kW, novamente, chegando o fator de capacidade a 15,6% neste ponto.

Da mesma forma, para a condição máxima de *oversizing* estudada (razão de 1,78 kWp/kW), obteve-se fator de capacidade igual a 14,7%, resultado ainda menor que para um sistema simulado sob *undersizing* (para a razão 0,78 kWp/kW, obteve-se 15,3% para o fator de capacidade). Sendo assim, ao analisar os desempenhos dos sistemas quanto à produtividade e ao fator de capacidade, notou-se que pode ser mais

viável energeticamente adotar a prática do subdimensionamento frente a um sobredimensionamento excessivo.

Deste modo, mostra-se a importância de uma análise mais aprofundada para determinação da melhor taxa de *oversizing* a ser praticada em microgeradores fotovoltaicos. Mesmo que as maiores relações CC-CA do sistema fotovoltaico tenham apresentado também maiores estimativas de geração de energia elétrica no seu primeiro ano de funcionamento, um estudo envolvendo produtividades e fatores de capacidade mostrou otimização no desempenho do sistema em análise em um ponto próximo a 1,35 kWp/kW, indicando que o SFVCR alvo deste trabalho foi projetado sob uma razão de sobredimensionamento próxima à ótima a ser praticada em um microgerador com características semelhantes.

Entretanto, é importante ressaltar que uma análise ainda mais completa da viabilidade do projeto envolveria também aspectos econômicos frente às razões de dimensionamento avaliadas no presente trabalho.

5 CONCLUSÃO

No presente estudo de caso, em um primeiro momento, um sistema fotovoltaico residencial em operação a mais de um ano foi analisado quanto a sua real performance (i) frente a simulações computacionais baseadas em modelos matemáticos com precisão horária e horizonte anual, e (ii) frente a estimativas realizadas em sua fase de projeto e aprovação junto a concessionária, baseado em uma metodologia simplificada de uso comum.

Os resultados desta primeira avaliação apontaram que o rendimento do sistema foi maior do que o previsto tanto pelo projeto original quanto pelas simulações computacionais neste estudo realizadas. Em uma investigação junto aos dados registrados em uma estação meteorológica mais próxima a localidade em questão em contraste com a bases de dados solarimétricas utilizada para o projeto, foi constatado um ano atipicamente mais energético, no que se refere a incidência de irradiação solar por metro quadrado, chegando a um aumento médio anual de aproximadamente 8%.

Desta forma, a maior geração realizada (+9,19% em relação às simulações e +9,09% em relação ao projeto) pode ser justificada em grande parte por fatores relacionados à maior irradiação registrada. Ambos, projeto e simulações apresentaram resultados similares, tendo em vista que o fator de rendimento fixado na fase de projeto do sistema foi exatamente o mesmo resultante nas simulações computacionais realizadas junto ao software SAM. Entretanto, um fator de rendimento base somente em conhecimentos empíricos pode resultar em estimativas bastante imprecisas. Ressalta-se assim a importância do uso de modelos computacionais mais completos para estimativa correta deste fator, minimizando desvios entre geração estimada e realizada que venham a incorrer por influência desta variável de projeto.

Além disso, é possível concluir que ainda restam outros fatores que porventura exerceriam influência sobre os resultados obtidos. Uma investigação mais completa deve levar em consideração as temperaturas de bulbo seco e bulbo úmido às quais os módulos ficam sujeitos durante a operação, além de fatores como incidência de ventos e umidade relativa do ar. Tais fatores afetam principalmente as tensões nas séries de módulos, podendo refletir nos resultados da potência efetiva entregue pelo sistema. O arrefecimento dos módulos melhora seu desempenho, elevando a tensão de trabalho e, conseqüentemente, elevando a potência ativa gerada. Entretanto, tensões muito elevadas são automaticamente limitadas na

entrada do inversor de frequência, levando o sistema a operar em modo de *clipping*, caso este tenha sido dimensionado com *oversizing* (como foi o caso do sistema estudado no presente trabalho).

Atentando-se para tal situação, em uma segunda etapa, o presente trabalho voltou seu foco para o estudo de dimensionamento otimizado do mesmo sistema, buscando através de simulações sequenciadas o nível ótimo de *oversizing* que maximiza a geração de energia específica do sistema.

Através da avaliação dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta foi possível verificar que a relação CC-CA no sistema em estudo está muito próxima do nível ótimo estimado (aproximadamente 1,35), tanto para geração específica (chegando a 1.370 kWh/kW, em simulação em *software*) quanto para fator de capacidade (atingindo 15,6% nas simulações). A partir deste nível, as perdas por *clipping* passariam a crescer de forma exponencial, prejudicando o rendimento do sistema, mesmo dentro de faixas de tensão ainda permitidas pelo inversor.

Em conclusão, os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia de dimensionamento assistida por modelos computacionais resolvidos de forma sequenciada indicam que o *oversizing* é uma prática que, quando bem avaliada em projeto, pode levar a ganhos consideráveis de geração de energia em relação a projetos sem *oversizing* (+34,5% no presente estudo).

REFERÊNCIAS

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Resolução Normativa no 482**, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída [...] e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União, 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 31 dez. 2020.

BOAVENTURA, P. **Sobredimensionamento (oversizing) e clipping – vantagens e desvantagens no sistema fotovoltaico**. Disponível em: <https://genyx.com.br>. Acesso em: 13 dez. 2020.

CARNEIRO, J. **Módulos Fotovoltaicos: características e associações**. Azurém: Universidade do Minho, 2010.

CLIMATE ONE BUILDING (org.). **WMO Region 3 - South America**. Disponível em: http://climate.onebuilding.org/WMO_Region_3_South_America/BRA_Brazil/index.html. Acesso em: 10 jan. 2021.

CRESESB [CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO] (org.). **Energia solar: princípios e aplicações**. 2006. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em: 28 fev. 2021.

CSB [CLIMATE SERVICES BRANCH]. **CAMPO MOURAO 1991**. Disponível em: <https://www.geodata.us/weather/place.php?usaf=837830&uban=99999&c=&y=1991>. Acesso em: 10 jan. 2021.

DE SOTO, W.L. (M.S. 2004). **Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance**. University of Wisconsin-Madison.

DEWI, T.; RISMA, P.; OKTARINA, Y. A Review of Factors Affecting the Efficiency and Output of a PV System Applied in Tropical Climate. **Iop Conference Series: Earth and Environmental Science**, [S.L.], v. 258, p. 012039-012049, 10 maio 2019. IOP Publishing. <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/258/1/012039>.

DOBOS, A. P. (2012). An Improved Coefficient Calculator for the CEC Photovoltaic Module Model. **ASME Journal of Solar Energy Engineering**. 6pp. Volume 134 No.2.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. **Balanco Energético Nacional 2020**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 14 dez. 2020.

FIORELLI, J.; ZUERCHER-MARTINSON M. **Supersize It - How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance**, Solar Power World, pp. 42-46, 2013.

FRONIUS INTERNATIONAL GMBH SOLAR ENERGY. **FRONIUS PRIMO**. Disponível em: <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners/technical-data/all-products/inverters/fronius-primo/fronius-primo-6-0-1>. Acesso em: 19 dez. 2020.

GILMAN, P.; DOBOS, A.; DIORIO, N.; FREEMAN, J.; JANZOU, S.; RYBERG, D. (2018) **SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update**. 93 pp.; NREL/TP-6A20-67399.

HANWHA Q CELLS CO. LTD. (Jiangsu Province). **Q.POWER L-G5 315-335**. Qidong City: Hanwha Q Cells (Qidong) Co. Ltd., 2017. Disponível em: https://new.q-cells.com/resources/file/en/datasheets/Hanwha_Q_CELLS_Data_sheet_QPOWER_L-G5_315-335_Global_2017-08_Rev02_EN.pdf. Acesso em: 19 dez. 2020.

INEE [Instituto Nacional de Eficiência Energética]. **O Que É Geração Distribuída**. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em: 18 mar. 2021.

MONDOL, J.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Solar Energy** **80**, Dublin, p. 1517-1539, jan. 2006.

MOUNETOU, R.; BEJAR, ALCANTARA I.; INCALZA, A.; JUSTINIANO, J.P.; LOISEAU, P.; PIGUET, G.; SABENE, A. **Oversizing Array-To-Inverter (DC-AC) Ratio: What Are the Criteria and How to Define the Optimum?**, 29th EU PVSEC 2014, 22 - 26 September 2014, Amsterdam.

PANDEY, S.; KUMAR, R.; PANWAR, K. Calculation Of Inverter Power Clipping Loss Due To Pv Array Oversizing. **International Journal Of Electrical Engineering & Technology (Ijeet)**. -, p. 43-46. ago. 2019. Disponível em: <http://www.iaeme.com/IJEET/issues.asp?JType=IJEET&VType=10&IType=4>. Acesso em: 09 mar. 2021.

RITTER, M. **Sobredimensionamento do Inversor: o que você deve saber. o que você deve saber**. 2020. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br>. Acesso em: 01 mar. 2021.

SANGWONGWANICH, A., YANG, Y., SERA, D., BLAABJERG, F., & ZHOU, D. (2018). **On the Impacts of PV Array Sizing on the Inverter Reliability and Lifetime**. I E E E Transactions on Industry Applications, 1-12. DOI: 10.1109/TIA.2018.2825955

SCARABELLOT, L.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. **Otimização do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída a Partir do Sobredimensionamento do Inversor**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 8, 2020, Fortaleza, 2020. p. 1-10.

SOUSA, C. P. de; FRANCO, T. A. S. **Projeto e Instalação de um Sistema Fotovoltaico Residencial Conectado À Rede de Distribuição**. 2018. 113 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2018. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/>. Acesso em: 28 fev. 2020.

SOUZA, J. P. de. **Oversizing e Clipping: Você está dimensionando da maneira correta seu sistema fotovoltaico?** Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/oversizing-e-clipping:-voce-esta-dimensionando-da-maneira-correta-seu-sistema-fotovoltaico>. Acesso em: 14 dez. 2020.

SOUZA, J. P. de. **Oversizing e Clipping nos Sistemas Fotovoltaicos**: entenda o que é oversizing no mercado de energia solar. Canal Solar, 2019.

SOUZA, M. B. **Análise e Estimativa das Componentes da Radiação Solar Através de Dados Medidos na Rede EPESOL da UTFPR no Estado do Paraná**. 2020. 148 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

TAKATA, M.; SAUAIA, R.; KOLOSZUK, R. **A Transição Energética Avança**. 2019. Disponível em: <http://www.absolar.org.br>. Acesso em: 14 dez. 2020.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. 1a Edição. Curitiba: UTFPR, 2017.

ANEXO 1 - DETALHES TÉCNICOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Detalhes técnicos dos módulos fotovoltaicos do SFVCR em estudo	
Modelo	QPower L-G5 (Q Cells)
Dimensões	1960 mm x 991 mm x 35 mm (incluindo bordas)
Peso	22,5 kg
Células	6 x 12 células solares policristalinas
Características elétricas	
Desempenho mínimo nas condições padrão de teste (STC)	
Potência em MPP [W]	335
Corrente de curto circuito [A]	9,40
Tensão de circuito aberto [V]	46,3
Corrente em MPP [A]	8,87
Tensão em MPP [V]	37,8
Eficiência [%]	≥ 17,2
Coefficientes de temperatura	
Coefficiente de temperatura de corrente de curto circuito [%/K]	+0,05
Coefficiente de temperatura de potência em MPP [%/K]	-0,40
Coefficiente de temperatura de tensão de circuito aberto [%/K]	-0,31
Temperatura normal de operação da célula [°C]	45 ± 3

FONTE: Hanwha Q Cells Co. Ltd. (2017).

ANEXO 2 - DETALHES TÉCNICOS DO INVERSOR DE POTÊNCIA

Detalhes técnicos do inversor que compõe o SFVCR em estudo	
Modelo	PRIMO 6.0-1
Dados de entrada	
Máxima corrente de entrada [A]	12,0
Máximo conjunto corrente curto-circuito (MPP1/MPP2) [A]	18,0
Mínima tensão de entrada [V]	80
Tensão de alimentação inicial [V]	80
Tensão nominal de entrada [V]	710
Maxima tensao de entrada [V]	1.000
Faixa de tensão por MPP [V]	240-800
Número de rastreadores MPP	2
Número de entradas DC	2 + 2
Dados de saída	
Potência nominal de saída [W]	6.000
Máxima potência de saída [W]	6.000
Máxima corrente de saída [A]	26,1
Conexão à rede (faixa de tensão)	1 - NPE 220 V/230 V (180 V - 270 V)
Frequência [Hz]	60 Hz
Fator de potência	0,85

FONTE: Fronius International GmbH Solar Energy (2020).