

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIA E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

Mateus Sehnem

**Análise de Desempenho Energético em Usinas Fotovoltaicas de Solo e Telhado com
Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor**

Araranguá - SC

2021

Mateus Sehnem

**Análise de Desempenho Energético em Usinas Fotovoltaicas de Solo e Telhado com
Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito para a obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Orientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá - SC

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Sehnem, Mateus

Análise de Desempenho Energético em Usinas
Fotovoltaicas de Solo e Telhado com Distintos Fatores de
Dimensionamento de Inversor / Mateus Sehnem ; orientador,
Giuliano Arns Rampinelli, 2021.

50 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Sistemas Fotovoltaicos
Conectados à Rede. 3. Análise de Desempenho Energético. 4.
Fator de Dimensionamento de Inversor. I. Arns Rampinelli,
Giuliano. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia de Energia. III. Título.

Mateus Sehnem

**Análise de Desempenho Energético em Usinas Fotovoltaicas de Solo e Telhado com
Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Letícia Toreti Scarabelot, Dra.
Lenergy Energia Solar

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Coordenador do Curso

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Orientador

Mateus Sehnem
Autor

Araranguá, 2021

RESUMO

A energia solar fotovoltaica vem desempenhando um importante papel na expansão da matriz elétrica brasileira, aumentando sua resiliência a partir da diversificação das fontes. Esse aproveitamento favorece o controle hídrico nos reservatórios, especialmente nos períodos de menor incidência de chuvas, e possibilita planejamento e otimização de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição da energia. As formas mais usuais de instalação dos sistemas fotovoltaicos são em estrutura de solo ou no telhado. Além das características de projeto e instalação, os sistemas fotovoltaicos podem ser avaliados a partir de cálculos e análises de índices técnicos, que permitem verificar o desempenho dos sistemas através da geração de energia elétrica, eficiência e produtividade. O intuito desse estudo foi analisar o desempenho energético de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, com distintos fatores de dimensionamento de inversor, localizadas no extremo sul catarinense, sendo um instalado sobre o telhado e outro em estrutura de sustentação no solo. A usina FV de telhado fica na cidade de Turvo/SC, enquanto a usina FV de solo está instalada em Araranguá/SC. Para alcançar os objetivos foram utilizados *softwares* de simulação e dimensionamento e a base de dados de monitoramento do ano 2020. Com isso foi possível estimar o potencial solar, avaliar o comportamento da geração de energia elétrica real e simulada ao longo do ano e calcular indicadores de desempenho e eficiência como produtividade, temperatura e eficiência dos inversores. Verificou-se que as usinas apresentam configurações distintas, enquanto a usina FV de telhado possui um arranjo fotovoltaico subdimensionado em relação ao inversor, com FDI de 1,06, a usina FV de solo está sobredimensionada, com FDI de 0,75. Os valores de irradiação solar média das usinas para os cenários analisados foram muito próximos, visto suas proximidades geográficas e de ângulos de inclinação e de azimute. Na usina FV de telhado teve-se o mês de janeiro como o de maior geração de energia elétrica e o mês de junho como o de menor, enquanto na usina FV de solo o mês de março foi o que apresentou maior geração de energia elétrica e o mês de junho foi novamente o com menor geração. A usina FV de telhado apresentou produtividade média mensal de 108,68 kWh/kWp com desvio padrão de 25,83 kWh/kWp, já a usina FV de solo teve produtividade média mensal de 125,56 kWh/kWp com desvio padrão de 23,30 kWh/kWp. Constatou-se que as máximas temperaturas de inversor da usina FV de telhado foram entre 50 °C e 55 °C, enquanto as máximas temperaturas da usina FV de solo se aproximaram dos 60 °C na maior parte do ano. A maior temperatura encontrada para o inversor da usina FV de telhado foi em janeiro, quando chegou a atingir 52,90 °C, já a maior temperatura encontrada nos inversores da usina FV de solo foi em dezembro, no inversor A, atingindo 64,40 °C. Observou-se que as eficiências de inversor encontradas foram muito próximas, porém o inversor da usina FV de telhado apresentou maior eficiência ao longo do ano, salvo o mês de fevereiro.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Análise de Desempenho Energético. Fator de Dimensionamento de Inversor.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy has been playing an important role in the expansion of the Brazilian electrical matrix, increasing its resilience through the diversification of sources. This use favors water control in reservoirs, especially in periods of lesser rainfall, and enables planning and optimization of new investments in energy generation, transmission and distribution. The most common ways of installing photovoltaic systems are on a ground structure or on the roof. In addition to the design and installation characteristics, photovoltaic systems can be evaluated based on calculations and analysis of technical indexes, which allow checking the performance of the systems through the generation of electrical energy, efficiency and productivity. The aim of this study was to analyze the energy performance of two photovoltaic systems connected to the electrical grid, with different inverter dimensioning factors, located in the extreme south of Santa Catarina, one installed on the roof and the other in a support structure on the ground. The roof PV plant is located in the city of Turvo/SC, while the ground PV plant is located in Araranguá/SC. To achieve the objectives, simulation and sizing software and the 2020 monitoring database were used. With this it was possible to estimate the solar potential, evaluate the behavior of real and simulated electricity generation throughout the year and calculate indicators of performance and efficiency such as productivity, temperature and efficiency of inverters. It was found that the plants have different configurations, while the roof PV plant has a photovoltaic arrangement undersized in relation to the inverter, with an FDI of 1.06, the ground PV plant is oversized, with an FDI of 0.75. The average solar irradiation values of the plants for the analyzed scenarios were very close, given their geographic proximity and inclination and azimuth angles. In the roof PV plant, January was the month with the highest electricity generation and the month of June as the lowest, while in the ground PV plant the month of March was the month with the highest electricity generation and the month of June was again the month with the lowest generation. The roof PV plant had an average monthly productivity of 108.68 kWh/kWp with a standard deviation of 25.83 kWh/kWp, while the ground PV plant had an average monthly productivity of 125.56 kWh/kWp with a standard deviation of 23, 30 kWh/kWp. It was found that the maximum inverter temperatures of the roof PV plant were between 50 °C and 55 °C, while the maximum temperatures of the ground PV plant approached 60 °C for most of the year. The highest temperature found for the inverter of the roof PV plant was in January, when it reached 52.90 °C, while the highest temperature found in the inverter of the ground PV plant was in December, in inverter A, reaching 64.40 °C. It was observed that the inverter efficiencies found were very close, but the inverter from the roof PV plant showed greater efficiency throughout the year, except for the month of February.

Keywords: Grid-connected Photovoltaic Power System. Energy Performance Analysis. Inverter Sizing Factor.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Irradiação média diária mensal no plano inclinado simulado para as usinas.....	27
Figura 2 – Geração de energia elétrica ao longo de ano de 2020 na usina FV de telhado	29
Figura 3 – Geração de energia elétrica ao longo de ano de 2020 na usina FV de solo	29
Figura 4 – Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de telhado	31
Figura 5 – Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de solo	32
Figura 6 – Produtividade (Y) nas usinas ao longo de 2020.....	34
Figura 7 – Produtividade (Y) diária mensal mínima das usinas ao longo de 2020	36
Figura 8 – Produtividade (Y) diária mensal máxima das usinas ao longo de 2020	36
Figura 9 – Temperatura dos inversores nas usinas ao longo de 2020	37
Figura 10 – Máximas temperaturas mensais nos inversores das usinas ao longo de 2020	39
Figura 11 – Eficiência dos inversores nas usinas ao longo do ano de 2020.....	41
Figura 12 – Comportamento da Potência e Tensão no verão para a usina FV de telhado	42
Figura 13 – Comportamento da Potência e Tensão no verão para a usina FV de solo	42
Figura 14 – Comportamento da Potência e Tensão no inverno para a usina FV de telhado....	43
Figura 15 – Comportamento da Potência e Tensão no inverno para a usina FV de solo	43

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Irradiação média diária mensal simulado para as coordenadas das usinas.....	26
Quadro 2 – Produtividades mínimas e máximas das usinas ao longo de 2020	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características das usinas fotovoltaicas.....	20
Tabela 2 – Características dos módulos fotovoltaicos.....	21
Tabela 3 – Características do inversor utilizado nas usinas fotovoltaicas.....	21
Tabela 4 – Geração de energia elétrica ao longo de ano de 2020 das usinas fotovoltaicas	28
Tabela 5 – Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de telhado.....	30
Tabela 6 – Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de solo.....	31
Tabela 7 – Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) encontrado para as usinas	33
Tabela 8 – Produtividade encontrada nas usinas ao longo de 2020	34
Tabela 9 – Máximas temperaturas mensais nos inversores das usinas ao longo de 2020.....	38
Tabela 10 – Eficiência dos inversores nas usinas ao longo do ano de 2020	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversor
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
Imp	<i>Maximum Power Current</i>
Isc	<i>Short Circuit Current</i>
L	Leste
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
Pmax	<i>Maximum Power Point</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
STC	<i>Standart Testing Conditions</i>
TS	<i>Technical Specification</i>
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
Vmp	<i>Maximum Power Voltage</i>
Voc	<i>Open Circuit Voltage</i>
Y	Produtividade

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1 REFERENCIAL TEÓRICO.....	16
2.1.1 Energia Solar Fotovoltaica	16
2.1.2 Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD)	17
2.1.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)	17
2.2 ESTADO DA ARTE	18
3 MATERIAIS E MÉTODOS.....	20
3.1 USINAS FOTOVOLTAICAS (UFV).....	20
3.2 <i>SOFTWARES</i> DE SIMULAÇÃO E DIMENSIONAMENTO.....	22
3.3 INDICADORES DE DESEMPENHO E EFICIÊNCIA	23
3.3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)	23
3.3.2 Produtividade (Y)	23
3.3.3 Temperatura dos inversores	24
3.3.4 Eficiência dos inversores.....	24
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	26
4.1 POTENCIAL SOLAR.....	26
4.2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
4.3 INDICADORES DE DESEMPENHO E EFICIÊNCIA	33
4.3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)	33
4.3.2 Produtividade (Y)	33
4.3.3 Temperatura dos inversores	37
4.3.4 Eficiência dos inversores	40
4.3.5 Relação Potência CC x Tensão CC	41
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	45
REFERÊNCIAS.....	48

1 INTRODUÇÃO

A demanda crescente por eletricidade tem moldado um cenário cada vez mais positivo na ampliação da participação das fontes de energia renovável dentro da matriz energética mundial, visto que os avanços tecnológicos vêm tornando o aproveitamento das fontes alternativas ainda mais eficientes e competitivas. A geração de energia elétrica no mundo corresponde a 25721 TWh (terawatt hora), sendo o carvão mineral a principal fonte energética utilizada, com 38% do total gerado. As fontes renováveis representam 25% da matriz elétrica global, tendo as hidrelétricas como principal fonte geradora (IEA, 2019).

A matriz elétrica brasileira se destaca pela utilização de fontes de origem predominantemente renováveis, que representam 84,8% da oferta interna de eletricidade, com destaque para a fonte hídrica que responde a 65,2% (BRASIL, 2021). Esses valores vão de acordo com o compromisso assumido no Acordo de Paris, que vêm contribuindo para uma redução nas emissões dos gases de efeito estufa.

Em relação a expansão de capacidade instalada, a energia solar fotovoltaica tem conquistado notoriedade, com uma evolução de potência instalada que atingiu 9738 MW em julho de 2021 contra 7785 MW em 2020 (ABSOLAR, 2021). No que se refere a oferta interna de energia, a geração solar atingiu 10,7 TWh em 2020, o que corresponde a um avanço de 61,5% em relação a 2019 e já representa uma parcela de 1,7% da matriz elétrica nacional (BRASIL, 2021). A partir disso, torna-se evidente o importante papel que a energia solar fotovoltaica vem desempenhando na expansão da matriz elétrica brasileira, aumentando sua resiliência a partir da diversificação das fontes.

O aproveitamento do recurso energético solar consiste na conversão da energia emitida pelo Sol em energia térmica, ou diretamente em energia elétrica (processo fotovoltaico). O uso de sistemas fotovoltaicos possibilita a geração distribuída de eletricidade, com plantas de pequena e média escala instaladas em edifícios residenciais e comerciais que produzem energia para consumo próprio e injetam o excedente para distribuição na rede do sistema elétrico, sendo posteriormente compensado com o consumo de energia elétrica ativo dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora, desde que a titularidade seja a mesma de onde os créditos foram gerados e estejam sob mesma área de concessão. Esse aproveitamento favorece o controle hídrico nos reservatórios, especialmente nos períodos de menor incidência de chuvas, e possibilita planejamento e otimização de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição da energia (PEREIRA et al., 2017).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados de forma autônoma (*off-grid*) ou conectados à rede de distribuição convencional (*on-grid*). Os sistemas autônomos necessitam de um sistema de armazenamento, normalmente realizado através de um banco de baterias, com a finalidade da utilização da energia elétrica quando o sistema não está gerando, sendo essa uma solução interessante para regiões isoladas ou de difícil acesso. Já os sistemas conectados à rede se caracterizam por injetar diretamente na rede local a energia que foi gerada e não consumida imediatamente pela unidade consumidora, sendo amplamente utilizado em instalações residenciais, comerciais e usinas fotovoltaicas (PINHO e GALDINO, 2014).

As formas mais usuais de instalação dos sistemas fotovoltaicos são em estrutura de solo ou no telhado. Em sistemas de pequeno porte, os módulos fotovoltaicos são normalmente instalados sobre o telhado, porém quando a estrutura do telhado não possuir a resistência estrutural necessária ou não receber radiação solar suficiente devido a orientação e/ou inclinação, os módulos podem ser instalados em estrutura de solo, como ocorre em sistemas de maior porte, quando a área de telhado não comporta as dimensões do sistema (RÜTHER, 2004).

Dentre as vantagens e desvantagens das diferentes formas de instalação, é possível salientar que os sistemas sobre a edificação (telhado) são menos propícios a situações de sombreamento e contam com estrutura de suporte mais simples, entretanto a instalação é mais trabalhosa e apresenta maior dificuldade na manutenção. Já os sistemas em estrutura de sustentação no solo apresentam fácil instalação e manutenção, porém são mais suscetíveis a sombreamentos e acúmulo de poeira (PINHO et al., 2008).

Além das características de projeto e instalação, os sistemas fotovoltaicos podem ser avaliados a partir de cálculos e análises de índices técnicos, que permitem avaliar o desempenho dos sistemas através da geração de energia elétrica, eficiência e produtividade. Essa avaliação pode ser aplicada em diferentes tipos e configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, desde que se tenha os dados para a determinação dos indicadores de desempenho e eficiência dos sistemas (MELLO, 2016).

Diante desses pressupostos, o presente trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho energético de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede com distintos fatores de dimensionamento de inversor, localizadas no extremo sul catarinense, sendo um instalado sobre o telhado e o outro em estrutura de sustentação no solo. A usina de telhado fica na cidade de Turvo – SC enquanto a usina de solo está instalada em Araranguá – SC, sendo que a distância em linha reta das usinas é de aproximadamente 21 km.

Os objetivos específicos do trabalho abrangem a utilização de *softwares* de simulação e dimensionamento para estimar o potencial solar a partir das irradiações médias diárias mensais nas coordenadas das duas usinas; o comportamento da geração de energia elétrica real e simulada ao longo do ano e o estudo de indicadores de desempenho e eficiência como a produtividade, a temperatura e a eficiência dos inversores.

Apesar das usinas serem de capacidade instalada diferentes, espera-se que os indicadores de desempenho e eficiência que serão aplicados normalizem os sistemas, viabilizando a análise entre esses diferentes tipos de instalações. Além disso, também é esperado que essa análise contribua para um comparativo das particularidades de cada tipo de instalação, utilizando ferramentas de simulação e a base de dados de monitoramento do ano 2020.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção são apresentados o embasamento teórico e um breve estado da arte dos tópicos que estão sendo objeto de estudo e análise desse presente Trabalho de Conclusão de Curso.

2.1 REFERENCIAL TEÓRICO

Essa subseção tem como intuito elucidar os principais tópicos que abrangem esse trabalho, preparando o leitor para uma melhor compreensão do tema.

2.1.1 Energia Solar Fotovoltaica

O princípio da energia fotovoltaica surgiu em 1839 com a descoberta de Edmond Becquerel, que consistia na observação do surgimento de uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica quando ela era exposta à luz. Com o aparecimento de pesquisas e estudos sobre o assunto, por volta de 1956, deu-se início à produção industrial, juntamente com o advento da eletrônica e dos semicondutores (SOUZA, 2017).

As células fotovoltaicas são produzidas a partir de materiais semicondutores, como é o caso do Silício, considerado o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre e o material mais utilizado no mundo para esse fim. O Silício tem sido explorado sob diversas formas, sendo o monocristalino (mono-Si) e o policristalino (poly-Si) os mais usuais. A principal diferença entre as tecnologias é o método utilizado na fundição dos cristais, enquanto no policristalino os cristais de silício são fundidos em um bloco, de forma a preservar a formação de múltiplos cristais, no monocristalino é um único cristal em cor uniforme, indicando um silício de alta pureza e com melhor eficiência (PINHO e GALDINO, 2014).

A tecnologia fotovoltaica funciona de forma diferente aos sistemas solares térmicos, que são empregados para realizar aquecimento (coletor solar) ou para produzir energia elétrica a partir da energia térmica do Sol (energia heliotérmica). Os sistemas fotovoltaicos têm a capacidade de captar diretamente a radiação solar e produzir corrente elétrica. Essa corrente é coletada e processada, podendo ser armazenada em baterias ou utilizada diretamente em sistemas conectados à rede elétrica (VILLALVA, 2015).

2.1.2 Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD)

Os sistemas de distribuição de geração centralizada (GC) são projetados e implantados para receber a potência nas subestações e distribuí-la entre os consumidores, tendo assim um fluxo de potência migrando de níveis de tensão mais altos para os mais baixos. Isso faz com que a rede tenha um sentido unidirecional, caracterizando essa geração como um elemento que não interage com a rede de distribuição (SOUZA, 2012).

Enquanto isso, o conceito de geração distribuída (GD) se aplica quando a geração de energia ocorre diretamente no ponto de consumo e a rede de distribuição passa a interagir com a geração, podendo funcionar em qualquer sentido. Se o consumo instantâneo de energia elétrica em determinada unidade consumidora for maior que a geração local, o sistema funciona de modo convencional, utilizando energia elétrica da rede de distribuição; porém quando o consumo instantâneo for menor que a geração, haverá uma alteração no sentido do fluxo de potência e o excedente de energia elétrica gerada na unidade consumidora será injetada na rede da distribuição (CAMARGOS; SHAYANI; OLIVEIRA, 2016).

Os impactos da inserção da GD nas redes das distribuidoras são diversos, podendo ser positivos ou negativos. Contudo, existe uma troca de benefícios entre a geração descentralizada e a centralizada, onde cada uma pode dar suporte à outra. Enquanto a geração centralizada ou em grande escala, por suas condições técnicas específicas, pode cobrir desligamentos emergenciais ou programados; os geradores distribuídos colaboram com a diminuição nas perdas de transmissão de energia, bem como na redução de investimentos em ampliação dessas linhas (SOUZA, 2012).

2.1.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são aqueles em que o arranjo fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado. Esse tipo de sistema é caracterizado por normalmente não possuir dispositivos de armazenamento de energia, ou seja, ele é dependente de uma linha de distribuição visto que todo o excedente de energia produzido pelo sistema será injetado na rede elétrica (VILLALVA, 2015).

Um SFCR é essencialmente composto por módulos fotovoltaicos, inversor solar e a rede elétrica, cujo processo envolve a geração de energia em corrente contínua (CC) pelos módulos fotovoltaicos, transformação da corrente contínua em corrente alternada (CA) através do inversor e a transferência da energia gerada para a rede elétrica (TIEPOLO, 2015).

Esse tipo de instalação vem se tornando cada dia mais frequente em diversos países europeus, no Japão, Estados Unidos e mais recentemente no Brasil. As potências instaladas vão desde poucos kWp em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas (CRESESB, 2014).

2.2 ESTADO DA ARTE

Machado (2019) realizou uma análise temporal e espacial de cinco sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, também localizados no extremo sul catarinense, a partir da determinação de indicadores de desempenho. Os SFCRs avaliados possuíam potências e layouts diferentes, e foram normalizados através de indicadores de desempenho. Em relação à média brasileira de fator de capacidade (13 a 18 %) para SFCRs fixos, os sistemas de Criciúma, Araranguá, Meleiro/Sapiranga e Turvo ficaram dentro do esperado. Já o sistema de Meleiro ficou um pouco abaixo da média, visto que há sombra parcial no mesmo devido a revitalização na rede de distribuição que atende a unidade consumidora.

Sganzerla (2018) registrou e acompanhou os índices de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e instalados em Curitiba, a fim de avaliar a eficiência das plantas de geração submetidas ao estudo. Os resultados foram como esperados, indicando que os maiores índices de Produtividade e Fator de Capacidade foram encontrados nos sistemas com melhores orientações geográficas, enquanto os piores resultados foram obtidos nas plantas de menor incidência de irradiação solar.

Kroth (2021) analisou os indicadores de desempenho e de qualidade de energia de sistemas fotovoltaicos com distintos fatores de dimensionamento de inversor (FDI) e com diferentes orientações azimutais. Os resultados das medições indicaram que a correlação entre potência gerada e irradiância foi linear para o sistema com valor de FDI mais alto. Já para o subsistema de FDI menor, a correlação apresentou não linearidade em altas irradiâncias, devido à atuação de dispositivos limitadores de potência e de proteção contra efeitos térmicos danosos ao inversor.

Cruz et al. (2018) realizaram a análise e comparação do desempenho de quatro sistemas fotovoltaicos instalados a partir do ano de 2015 no Estado do Tocantins, com diferentes inclinações e orientações, utilizando índices de desempenho como o fator de capacidade e a produtividade. A partir disso, verificou-se que o Tocantins é uma região no qual oferece boas condições de produção de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos, já que os resultados da análise superaram a produtividade de outros sistemas comparados no estudo.

Antoniolli (2015) avaliou o desempenho de dez sistemas fotovoltaicos conectados à rede e comparou o desempenho real com o estimado por simulação computacional, em função dos valores de irradiação solar medidos e de alguns bancos de dados existentes. O estudo concluiu que para obter um resultado efetivo, é necessário que se tenha um banco de dados de geração fotovoltaica de longo prazo.

Prudêncio (2020) analisou a influência da temperatura operacional de inversor no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída com distintos fatores de dimensionamento. Foram avaliados quatro sistemas fotovoltaicos, sendo os SFCRs 1 e 2 com potência de inversor de 3 kW e os SFCRs 3 e 4 com potência de inversor de 5 kW e todos os sistemas possuem diferentes FDI. Foi verificado que os SFCRs 1 e 3, cujo FDI é igual a 0,92 e 1,24, respectivamente, apresentaram menores temperaturas de inversor ao longo dia. Já os SFCRs 2 e 4, cujo FDI é igual a 0,76 e 0,89, respectivamente, apresentam maiores temperaturas de inversor. O SFCR 2 apresentou o menor FDI dentre os sistemas avaliados e teve as maiores médias de temperaturas máximas, enquanto o SFCR 3, com o maior FDI em relação aos demais, apresentou as menores médias para o mesmo parâmetro.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção são apresentados os materiais e métodos utilizados para o desenvolvimento do trabalho, a fim de alcançar os objetivos previamente descritos.

3.1 USINAS FOTOVOLTAICAS (UFV)

O estudo baseou-se no comparativo de duas usinas fotovoltaicas localizadas no extremo sul catarinense, sendo uma situada na cidade de Turvo e outra em Araranguá. A usina de Turvo é uma instalação convencional, instalada no telhado, enquanto a usina de Araranguá é uma instalação em estrutura de solo.

Na Tabela 1 são apresentadas as principais características das usinas fotovoltaicas, detalhando o arranjo fotovoltaico, o inversor e os ângulos de inclinação e azimute. Já na Tabela 2 é possível observar as informações mais pertinentes das *datasheets* dos módulos fotovoltaicos e a Tabela 3 apresenta as principais características do inversor.

Tabela 1 - Características das usinas fotovoltaicas.

Características Gerais		UFV de telhado	UFV de solo
Arranjo fotovoltaico	Modelo	CS3U-355P	CS3U-370MS
	Potência individual	355 Wp	370 Wp
	Quantidade de módulos	160	1512
	Potência instalada	56,80 kWp	559,44 kWp
	Modelo	SG60KTL	SG60KTL
Inversor	Potência individual	60 kW	60 kW
	Quantidade de inversores	1	7
	Potência total	60 kW	420 kW
	FDI	1,06	0,75
Ângulos	Inclinação	15°	20°
	Azimute	40° L	0°

Fonte: O autor.

Tabela 2 - Características dos módulos fotovoltaicos.

Características do Módulo Fotovoltaico	CS3U-355P (Usina de telhado)	CS3U-370MS (Usina de solo)
<i>Nominal Max. Power (Pmax)</i>	355,00 W	370,00 W
<i>Opt. Operating Voltage (Vmp)</i>	39,40 V	39,60 V
<i>Opt. Operating Current (Imp)</i>	9,02 A	9,35 A
<i>Open Circuit Voltage (Voc)</i>	46,80 V	47,4 V
<i>Short Circuit Current (Isc)</i>	9,59 A	9,85 A
<i>Module Efficiency</i>	17,89%	18,65%
<i>Temperature Coefficient (Pmax)</i>	-0,37 % / °C	-0,37 % / °C
<i>Temperature Coefficient (Voc)</i>	-0,29 % / °C	-0,29 % / °C
<i>Temperature Coefficient (Isc)</i>	0,05 % / °C	0,05 % / °C
<i>Nominal Module Operating Temperature</i>	42,00 ± 3°C	41,00 ± 3°C

Fonte: O autor.

Tabela 3 - Características do inversor utilizado nas usinas fotovoltaicas.

Características do Inversor	SG60KTL
<i>Nominal AC output power</i>	60000 W
<i>Max. PV input voltage</i>	1000 V
<i>Startup voltage</i>	620 V
<i>MPP voltage range</i>	570 - 950 V
<i>MPP voltage range for nominal power</i>	570 - 850 V
<i>Nº. of MPPTs</i>	1
<i>Max. number of PV strings per MPPT</i>	14
<i>Max. PV input current</i>	120 A
<i>Max. current for input connector</i>	12 A

Fonte: O autor.

Observa-se que a usina FV de telhado possui uma potência instalada de 56,80 kWp enquanto a usina FV de solo é razoavelmente maior, com 559,44 kWp. Os inversores utilizados nas instalações são da mesma potência e modelo, porém enquanto a usina de telhado utiliza somente 1, a usina de solo utiliza 7 inversores. Os módulos fotovoltaicos também são do mesmo

fabricante, porém os módulos instalados na usina de telhado são policristalinos com potência de 355 Wp e os módulos da usina de solo são monocristalinos de 370 Wp. Apesar dessas diferenças, pode-se verificar na Tabela 2 que as características encontradas nas *datasheets* dos módulos fotovoltaicos são muito semelhantes, mesmo sendo de tecnologias cristalinas e potências diferentes. O sistema da usina FV de telhado é composto por 8 strings de 20 módulos, totalizando 160 módulos fotovoltaicos; enquanto a usina FV de solo possui 12 strings de 18 módulos por inversor, totalizando 1512 módulos fotovoltaicos.

3.2 *SOFTWARES* DE SIMULAÇÃO E DIMENSIONAMENTO

O *software System Advisor Model (SAM)* do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) do Departamento de Energia dos Estados Unidos é um modelo de performance e financeiro projetado para facilitar as tomadas de decisão por pessoas envolvidas na indústria de energia renovável. O *software* possui um acervo com dados climáticos e desempenho de diversas cidades, sendo possível utilizá-las ou realizar o *download* de alguma localidade específica no programa, desde que atenda o formato do arquivo requerido (BLAIR et al., 2014). O usuário tem total controle sobre as variáveis de entrada, apesar de cada modelo vir com dados padrão, podendo ser modificado e ajustado de acordo com as restrições de projeto.

O *software PVSOL* é uma ferramenta de simulação de sistemas fotovoltaicos, desenvolvido pela empresa alemã *Valentin Software*. Para construir as simulações de geração de energia elétrica, o *software* usa um banco de dados meteorológicos, com registros de temperatura média, umidade relativa, radiação global horizontal e velocidade do vento. Com essas entradas e considerando o sombreamento a partir do modelo tridimensional, o *software* é capaz de estimar a geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos.

O *Radiasol 2* é um *software open source* desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). A partir dele é possível estimar o potencial solar de acordo com o desvio azimutal e a inclinação do módulo fotovoltaico, sendo uma ferramenta amplamente utilizada para estimativa da irradiação solar no local em que se deseja instalar um sistema fotovoltaico.

O R é um *software* estatístico gratuito que fornece uma bagagem de ferramentas que proporcionam uma manipulação fácil e com grande eficiência. Ele possui diversos pacotes, ou bibliotecas, que englobam diversas ferramentas específicas para cada função pretendida.

3.3 INDICADORES DE DESEMPENHO E EFICIÊNCIA

Visto que as usinas FV são de grandezas diferentes, não cabe um comparativo de desempenho da forma como foi apresentado até então. Sendo assim, nessa seção são descritos alguns indicadores que tem como função a normalização das unidades geradoras, permitindo assim a sua comparação.

3.3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

Esse indicador pode ser definido como sendo a relação entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico, onde a sua representação matemática é apresentada na Equação 1.

$$FDI = \frac{P_{nca}(W)}{P_{fv}(Wp)} \quad (1)$$

onde: P_{nca} é a potência nominal em corrente alternada do inversor e P_{fv} é a potência de pico do módulo fotovoltaico.

O FDI é uma grandeza adimensional e o seu dimensionamento permite uma maior eficiência ao utilizar o máximo da capacidade instalada. Quando esse valor é baixo, o inversor pode apresentar cortes de potências, ocasionando redução na energia gerada (SCARABELOT; RAMBO; RAMPINELLI, 2018).

3.3.2 Produtividade (Y)

O indicador de Produtividade (Y) de um sistema fotovoltaico é obtido a partir da razão entre a energia elétrica convertida pela usina fotovoltaica (kWh) pela sua potência nominal (kWp). É possível obter a Produtividade para diferentes bases temporais, dependendo de sua aplicação esse indicador pode ser calculado em base horária, diária, mensal e anual. (RAMPINELLI, 2010). A sua representação matemática é encontrada na Equação 2.

$$Y = \frac{1}{P_{std}} \int_0^T P_{ca}(t) dt \quad (2)$$

onde: P_{std} é a potência nominal da usina na condição padrão (STC) de 1.000 W/m^2 , Γ é o período analisado e P_{ca} é a potência elétrica realmente convertida pela usina em operação.

Esse indicador tem como objetivo comparar o desempenho de usinas fotovoltaicas que operam em diferentes localidades e configurações (BENEDITO, 2009), o que será de grande valia para esse trabalho, visto que será possível relacionar a energia gerada de uma usina com a outra, mesmo sendo de potências instaladas diferentes.

3.3.3 Temperatura dos inversores

Os equipamentos eletrônicos de potência têm sua vida útil e confiabilidade diretamente afetadas pela sua temperatura de operação. Dentre os componentes dos sistemas fotovoltaicos, os inversores são considerados os mais complexos, frágeis e suscetíveis a falhas. Por esta razão, nos últimos anos os inversores vêm sendo constantemente aprimorados (PERIN, 2016).

Segundo o mesmo autor, o aumento de temperatura no inversor faz com que ocorra uma aceleração nos mecanismos de falha por degradação química dos componentes. Isso faz com que os ciclos térmicos e as variações de temperatura ocasionam fadiga mecânica de soldas e componentes, por causa dos esforços gerados por dilatação térmica.

O superaquecimento dos inversores é decorrente da insuficiência de dissipação térmica para o seu arrefecimento e pode ter diversas causas, tanto internas como externas. A operação do sistema fotovoltaico acima da potência nominal e o projeto térmico inadequado exemplificam algumas causas internas, enquanto a temperatura ambiente elevada e o acúmulo de pó em dissipadores de calor podem ser citados como causas externas (PERIN; PRIEB; KRENZINGER, 2016). A partir desses argumentos, nota-se a importância do monitoramento e análise da temperatura dos inversores, como forma de indicador do correto funcionamento dos sistemas fotovoltaicos.

3.3.4 Eficiência dos inversores

A eficiência de conversão CC-CA de inversores não possui um valor constante, pois apresenta uma dependência em relação ao nível de carregamento. O nível de carregamento varia de acordo com a variação de irradiância solar e temperatura as quais o gerador fotovoltaico está submetido.

Segundo a especificação técnica IEC/TS 61836, a eficiência de conversão CC-CA do inversor é definida como a razão entre a energia elétrica na saída do inversor e a energia na entrada do inversor, isto é, a razão entre a energia entregue à rede elétrica e a energia vinda dos módulos fotovoltaicos para o inversor, conforme apresentado na Equação 3.

$$\eta = \frac{P_{ca} (W)}{P_{cc} (Wp)} \quad (3)$$

Onde: P_{ca} é a potência elétrica na saída do inversor e P_{cc} é a potência elétrica na entrada do inversor.

Segundo Ruther (2004), uma diferença de 1% na eficiência do inversor pode resultar em 10% a mais em energia gerada ao longo de um ano. Visto isso, a curva de eficiência de conversão CC-CA do inversor é um dos fatores mais importantes a serem observados, pois ela permite visualizar onde se encontra a faixa de operação do inversor na qual ele trabalha no melhor desempenho (ZILLES, 2012).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com a utilização dos materiais e métodos apresentados na seção anterior e uma breve discussão sobre os resultados alcançados.

4.1 POTENCIAL SOLAR

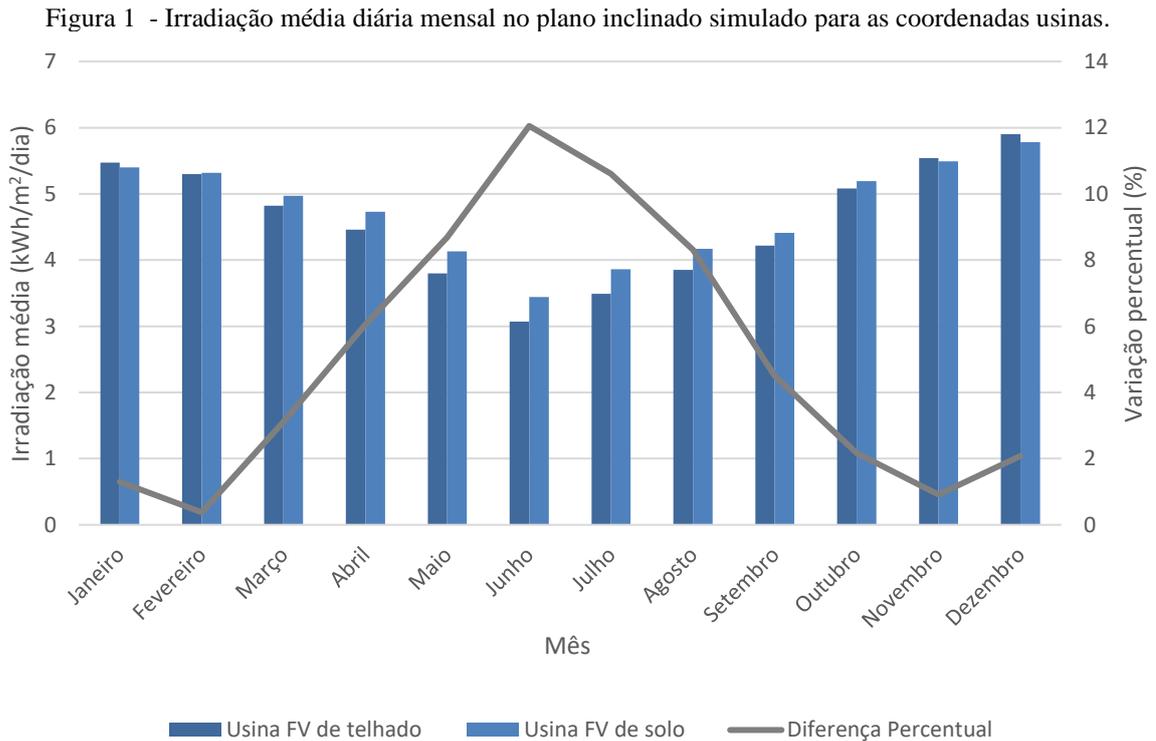
Para a obtenção dos dados de irradiação solar média diária mensal das usinas fotovoltaicas foi utilizado o *software* Radiasol 2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da UFRGS. A partir da inserção das coordenadas, azimute e inclinação das instalações, foi possível obter os dados de irradiação média diária mensal (kWh/m²/dia). As componentes direta e difusa, bem como a irradiação solar global no plano horizontal e no plano inclinado são apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1 - Irradiação média diária mensal (kWh/m²/dia) simulado para as coordenadas das usinas.

Mês	Global Horizontal		Direta		Difusa		Global Inclinada	
	Usina FV de telhado	Usina FV de solo	Usina FV de telhado	Usina FV de solo	Usina FV de telhado	Usina FV de solo	Usina FV de telhado	Usina FV de solo
Janeiro	5,51	5,49	2,6	2,4	2,86	2,98	5,47	5,40
Fevereiro	5,22	5,22	2,43	2,62	2,85	2,68	5,30	5,32
Março	4,53	4,53	2,32	2,45	2,49	2,50	4,82	4,97
Abril	4,03	4,03	2,55	2,60	1,90	2,11	4,46	4,73
Mai	3,27	3,27	2,18	2,47	1,61	1,65	3,80	4,13
Junho	2,60	2,61	1,52	1,97	1,55	1,45	3,07	4,44
Julho	2,96	2,97	2,12	2,18	1,37	1,67	3,49	3,86
Agosto	3,45	3,46	1,95	2,24	1,90	1,91	3,85	4,17
Setembro	3,91	3,91	1,98	2,03	2,23	2,36	4,22	4,41
Outubro	4,91	4,92	2,57	2,41	2,50	2,76	5,08	5,19
Novembro	5,53	5,54	2,57	2,62	2,96	2,84	5,54	5,49
Dezembro	5,96	5,97	2,84	2,72	3,04	3,03	5,90	5,78
MÉDIA	4,32	4,33	2,30	2,39	2,27	2,33	4,58	4,74

Fonte: Radiasol 2 – LABSOL (UFRGS).

É possível observar que os valores de irradiação média das usinas para os cenários analisados são muito próximos, uma vez que estão distantes cerca de 21 km em linha reta. A maior variação é para o cenário inclinado, visto que foram utilizados os valores de inclinação dos módulos e desvio azimutal locais das instalações. Para esse cenário foi gerado um gráfico que demonstra o comportamento dessa variação, onde o resultado é encontrado na Figura 1.



Fonte: O autor.

A partir da análise gráfica pode-se verificar que as variações encontradas, considerando o plano inclinado das instalações, são pequenas entre os meses de novembro a fevereiro e aumentam à medida que se aproximam de junho. Esse comportamento pode estar relacionado com as estações do ano, pois nos períodos mais quentes existem pequenas variações e à medida que se aproxima do inverno, a diferença de irradiação entre as usinas aumenta.

4.2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

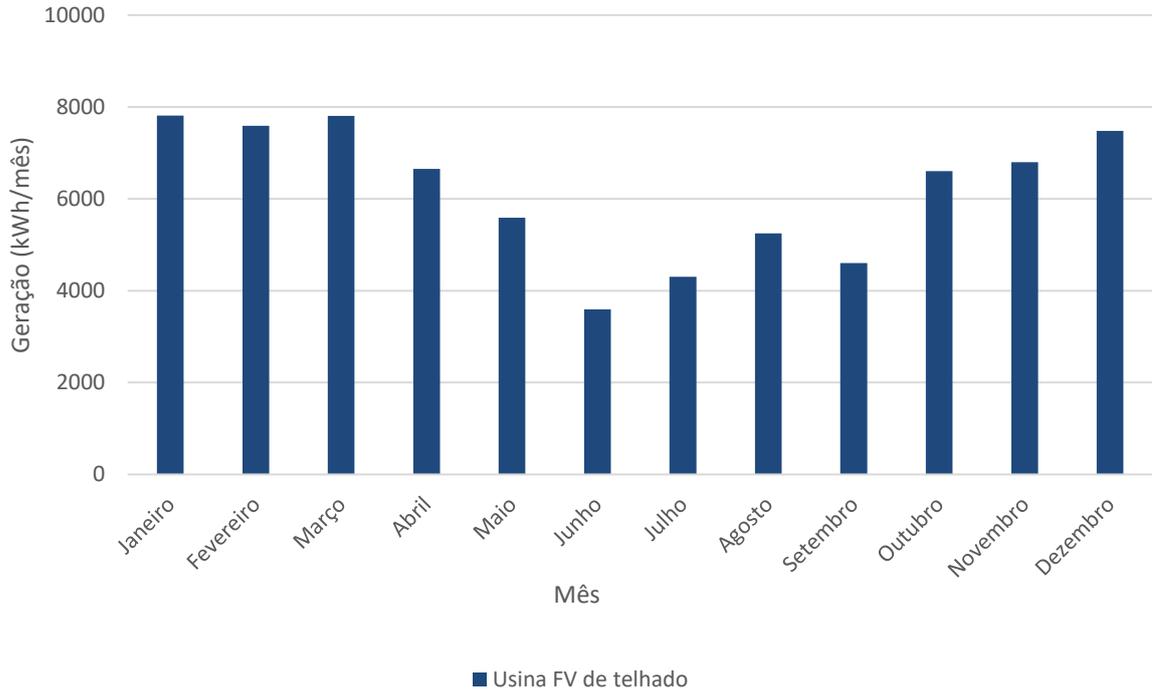
Como já descrito anteriormente, o período de dados analisado é de um ano, mais precisamente o ano de 2020, pois somente nesse ano as usinas operaram simultaneamente e sem interrupções. A partir do banco de dados de monitoramento fotovoltaico das usinas foi possível buscar os valores referentes a geração de energia elétrica mensal ao longo do ano, onde os resultados são descritos na Tabela 4. Os gráficos referentes a geração são encontrados na Figura 2 para a usina de telhado e na Figura 3 para a usina de solo.

Tabela 4 - Geração de energia elétrica ao longo de ano de 2020 das usinas fotovoltaicas.

Mês	Energia gerada em 2020 (kWh/mês)	
	Usina FV de telhado	Usina FV de solo
Janeiro	7811,00	81903,00
Fevereiro	7592,00	80338,00
Março	7807,00	87561,00
Abril	6655,00	80005,00
Maiο	5592,00	74904,00
Junho	3593,00	45232,00
Julho	4306,00	55793,00
Agosto	5247,00	68508,00
Setembro	4601,00	52248,00
Outubro	6601,00	71435,00
Novembro	6795,00	67984,00
Dezembro	7477,00	77060,00
Média	6173,00	70248,00

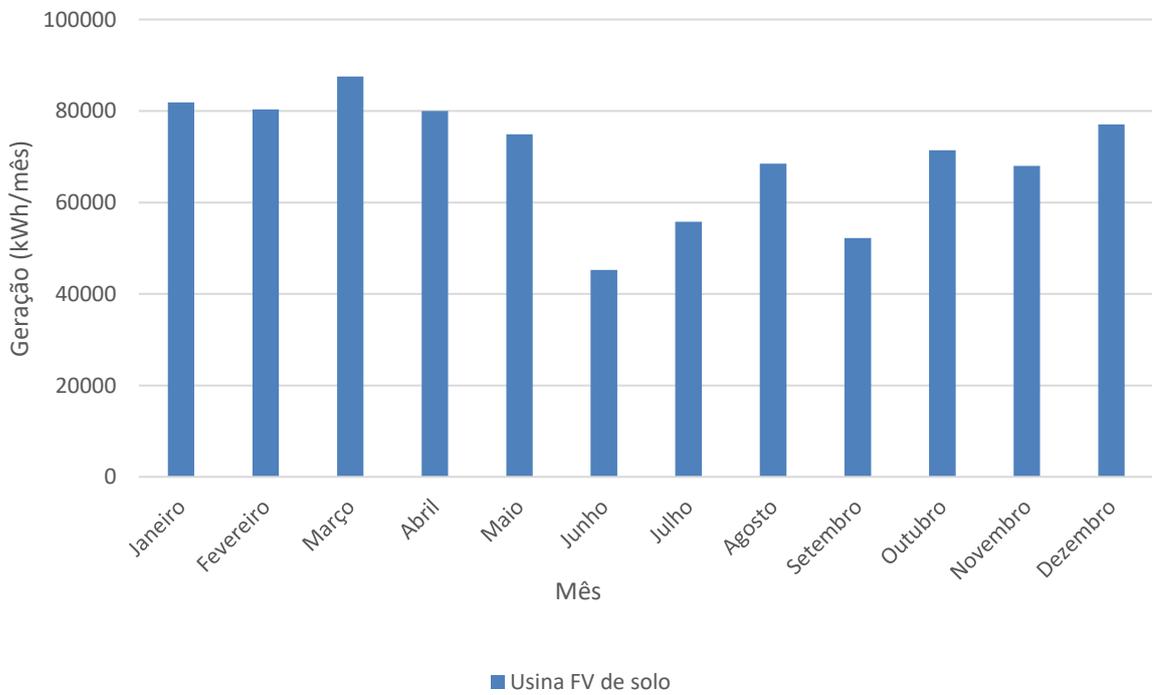
Fonte: O autor.

Figura 2 - Geração de energia elétrica ao longo de ano de 2020 na usina FV de telhado.



Fonte: O Autor.

Figura 3 - Geração de energia elétrica ao longo de ano de 2020 na usina FV de solo.



Fonte: O Autor.

Verifica-se que o comportamento da geração de energia elétrica ao longo do ano é muito semelhante nas usinas fotovoltaicas, visto suas proximidades geográficas e de ângulos de inclinação e de azimute. Na usina FV de telhado tem-se o mês de janeiro como o de maior geração de energia elétrica e o mês de junho como o de menor. Já para a usina FV de solo, o mês de março é o que apresentou maior geração de energia elétrica e o mês de junho foi novamente o com menor geração.

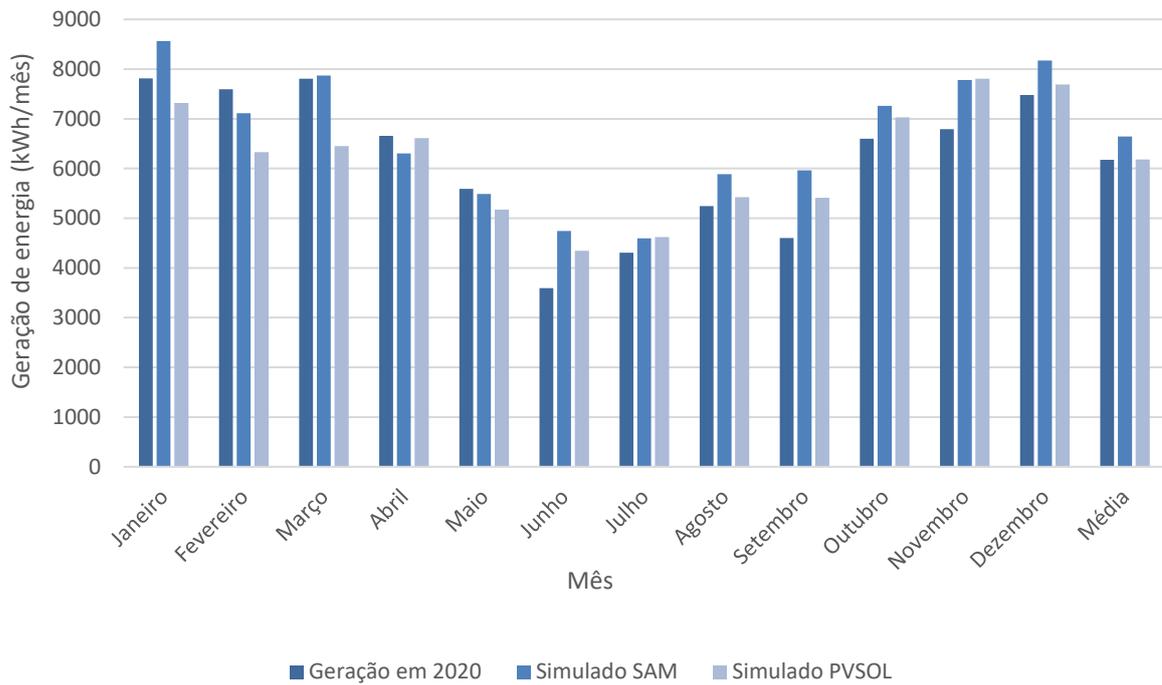
Para confirmar se a geração das usinas ao longo do ano seguiu o padrão de um ano típico, as instalações foram representadas e simuladas em dois *softwares* de desempenho energético conhecidos no meio fotovoltaico. A primeira simulação foi realizada com o auxílio do *System Advisor Model (SAM)* do Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos. O segundo *software* utilizado foi o PVSOL, desenvolvido pela empresa alemã Valentin Software. Os resultados desse comparativo de geração real versus simulado se encontram na Tabela 5 para a usina FV de telhado e na Tabela 6 para a usina FV de solo. Já os resultados gráficos podem ser verificados na Figura 4 e na Figura 5, respectivamente.

Tabela 5 - Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de telhado.

Mês	Energia gerada na usina FV de telhado (kWh/mês)		
	Geração em 2020	Simulado SAM	Simulado PVSOL
Janeiro	7811,00	8562,00	7318,00
Fevereiro	7592,00	7110,00	6329,00
Março	7807,00	7868,00	6450,00
Abril	6655,00	6307,00	6609,00
Maior	5592,00	5490,00	5174,00
Junho	3593,00	4746,00	4345,00
Julho	4306,00	4596,00	4620,00
Agosto	5247,00	5886,00	5425,00
Setembro	4601,00	5963,00	5413,00
Outubro	6601,00	7258,00	7031,00
Novembro	6795,00	7780,00	7804,00
Dezembro	7477,00	8173,00	7690,00
Média	6173,00	6645,00	6184,00

Fonte: O Autor.

Figura 4 - Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de telhado.



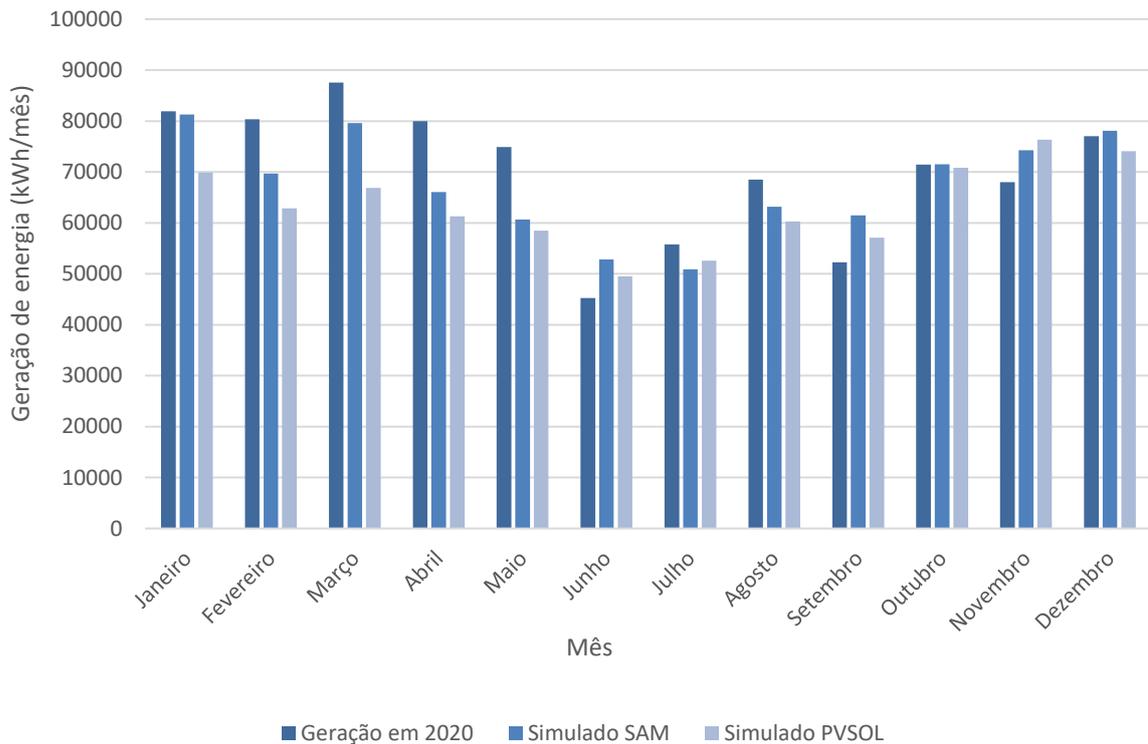
Fonte: O Autor.

Tabela 6 - Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de solo.

Mês	Energia gerada na Usina FV de solo (kWh/mês)		
	Geração em 2020	Simulado SAM	Simulado PVSOL
Janeiro	81903,00	81317,00	69890,00
Fevereiro	80338,00	69672,00	62857,00
Março	87561,00	79631,00	66897,00
Abril	80005,00	66050,00	61285,00
Maio	74904,00	60670,00	58487,00
Junho	45232,00	52804,00	49500,00
Julho	55793,00	50920,00	52569,00
Agosto	68508,00	63156,00	60315,00
Setembro	52248,00	61512,00	57123,00
Outubro	71435,00	71517,00	70843,00
Novembro	67984,00	74295,00	76370,00
Dezembro	77060,00	78107,00	74067,00
Média	70248,00	67471,00	63350,00

Fonte: O Autor.

Figura 5 - Geração de energia elétrica real e simulada para a usina FV de solo.



Fonte: O Autor.

Analisando o cenário da usina FV de telhado, verifica-se que as estimativas simuladas se aproximaram da geração de energia elétrica real. A média mensal da simulação via SAM ficou 7,65 % acima da média mensal da geração real, enquanto a média mensal da simulação a partir do PVSOL teve uma variação de somente 0,18 % em relação à média mensal de energia elétrica gerada no ano de 2020.

Os resultados encontrados para a usina FV de solo também não ficaram muito distantes, a simulação realizada com o SAM ficou 3,95 % abaixo da geração média mensal real, já o simulado com o PVSOL teve uma diferença de 9,82 %. Pode-se observar que para o caso da usina FV de telhado as simulações sobre-estimaram a geração real, enquanto na usina de solo as simulações subdimensionaram a média mensal encontrada em 2020.

Como foram utilizados dados de geração de somente 1 ano, as diferenças apresentadas via simulação podem ser consideradas significativas em alguns casos, principalmente se forem utilizadas como base de cálculo para retorno financeiro do investimento. Porém vale ressaltar que o intuito da simulação foi para verificar se o ano de 2020 seguiu o padrão de um ano típico, e podemos observar que todas as diferenças ficaram abaixo dos 10%. É esperado que essa diferença diminua à medida que o período de dados de geração de energia das usinas aumente.

4.3 INDICADORES DE DESEMPENHO E EFICIÊNCIA

Neste tópico serão abordados os resultados dos indicadores utilizados para normalizar as usinas, visto que elas são de grandezas diferentes. Com isso será possível realizar um comparativo de desempenho dessas usinas que operam em diferentes localidades e configurações.

4.3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) pode ser calculado a partir dos dados de potência dos arranjos fotovoltaicos e inversores, o resultado está disposto na Tabela 7.

Tabela 7 - Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) encontrado para as usinas.

Unidade Geradora	FDI	$\frac{1}{FDI}$ (%)
Usina FV de telhado	1,06	94,00
Usina FV de solo	0,75	133,00

Fonte: O Autor.

Verifica-se que as usinas apresentam configurações distintas, enquanto a usina FV de telhado apresenta um arranjo fotovoltaico subdimensionado em relação ao inversor, a usina FV de solo está sobredimensionada, ou seja, a saída do inversor corresponde a 75 % da potência dos módulos fotovoltaicos.

Em outras palavras, quanto maior a potência dos módulos fotovoltaicos em relação à potência do inversor, menor é o FDI. Normalmente nos projetos fotovoltaicos o FDI é menor do que 1, indicando que a potência do inversor é geralmente menor do que a potência dos módulos fotovoltaicos. Isso é natural, já que a potência de pico nominal dos módulos em STC (1000 W/m² e 25 °C de temperatura nas células) raramente é atingida.

4.3.2 Produtividade (Y)

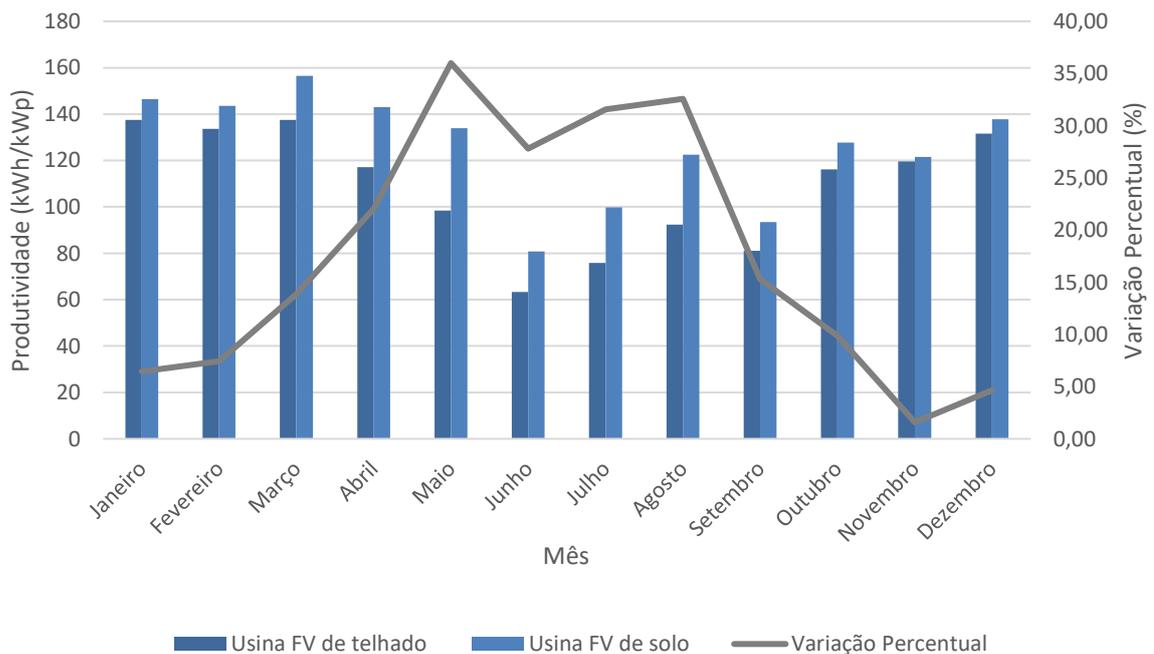
A produtividade (Y) foi calculada nesse trabalho em base mensal, seguindo a unidade temporal dos dados de geração de energia elétrica apresentados anteriormente. Os resultados desse indicador de desempenho são representados na Tabela 8 e expostos na Figura 6.

Tabela 8 - Produtividade encontrada nas usinas ao longo de 2020.

Mês	Produtividade (Y) em 2020 (kWh/kWp)		
	Usina FV de telhado	Usina FV de solo	Variação Percentual (%)
Janeiro	137,52	146,40	6,46
Fevereiro	133,66	143,60	7,44
Março	137,45	156,51	13,87
Abril	117,16	143,01	22,06
Maió	98,45	133,89	36,00
Junho	63,26	80,85	27,81
Julho	75,81	99,73	31,55
Agosto	92,37	122,46	32,58
Setembro	81,00	93,39	15,30
Outubro	116,21	127,69	9,88
Novembro	119,63	121,52	1,58
Dezembro	131,63	137,74	4,64
Média	108,68	125,56	17,43
Desvio padrão (σ)	25,83	23,30	12,11

Fonte: O Autor.

Figura 6 - Produtividade (Y) nas usinas ao longo de 2020.



Fonte: O Autor

Observar-se que esse indicador foi capaz de normalizar a geração de energia das usinas fotovoltaicas, permitindo assim a sua comparação. A usina FV de telhado apresentou produtividade média mensal de 108,68 kWh/kWp com desvio padrão de 25,83 kWh/kWp. Já a usina FV de solo teve produtividade de 125,56 kWh/kWp com desvio padrão de 23,30 kWh/kWp. Ao longo do ano de 2020 houve uma variação média mensal de 17,43% com desvio padrão de 12,11 % entre as usinas. Verifica-se que a usina de solo foi mais produtiva que a usina de telhado em todos os meses do ano, sendo que as maiores variações percentuais entre as usinas foram de maio a agosto. Destaca-se que as variações de radiação solar entre as usinas fotovoltaicas não foram consideradas.

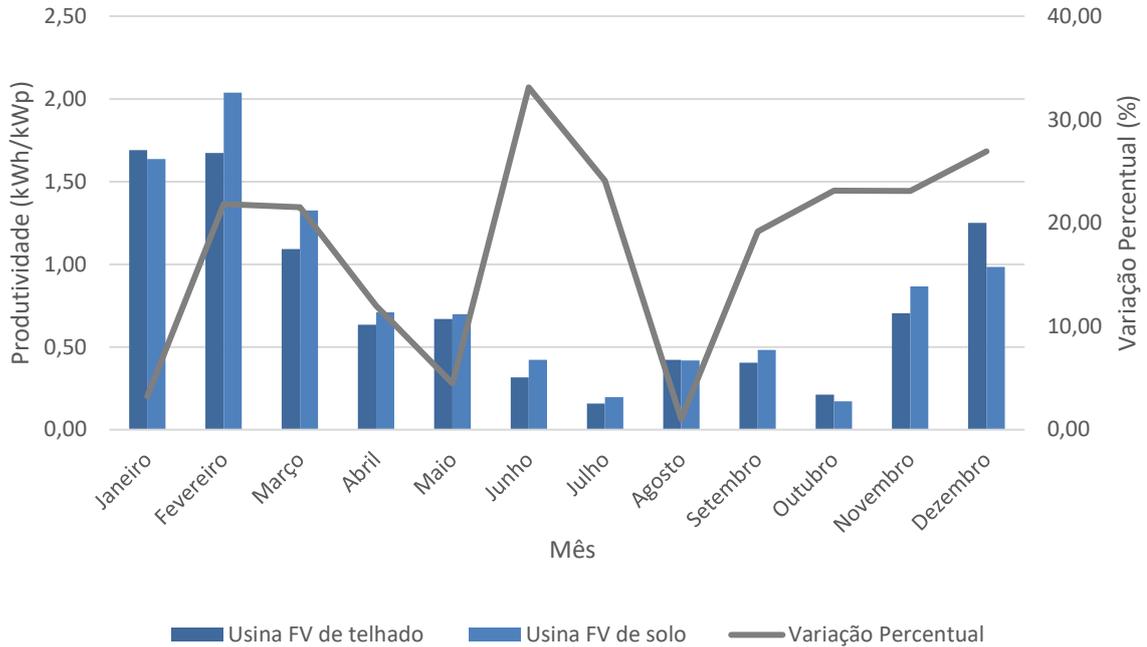
No Quadro 2 foram estimadas as produtividades máximas e mínimas diárias mensais ao longo do ano de 2020, a Figura 7 apresenta os valores mínimos e a Figura 8 os valores máximos.

Quadro 2 - Produtividades mínimas e máximas das usinas ao longo de 2020.

Produtividade (Y) mínima e máxima diária no ano de 2020 (kWh/kWp)								
Mês	Usina FV de telhado				Usina FV de solo			
	Mínimas		Máximas		Mínimas		Máximas	
	Data	Prod. (Y)	Data	Prod. (Y)	Data	Prod. (Y)	Data	Prod. (Y)
Janeiro	22/01	1,69	25/01	6,85	22/01	1,64	09/01	6,54
Fevereiro	19/02	1,67	22/02	6,50	26/02	2,04	22/02	6,82
Março	16/03	1,09	09/03	5,58	17/03	1,33	08/03	6,37
Abril	06/04	0,63	08/04	5,23	06/04	0,71	08/04	6,13
Maio	13/05	0,67	02/05	4,05	13/05	0,70	04/05	5,37
Junho	05/06	0,32	14/06	3,45	05/06	0,42	08/06	4,55
Julho	07/07	0,16	30/07	3,87	07/07	0,20	30/07	5,38
Agosto	12/08	0,42	21/08	4,54	12/08	0,42	22/08	5,98
Setembro	06/09	0,40	23/09	5,02	07/09	0,48	23/09	5,75
Outubro	03/10	0,21	28/10	6,13	03/10	0,17	11/10	6,56
Novembro	27/11	0,70	24/11	6,48	27/11	0,87	24/11	6,45
Dezembro	06/12	1,25	22/12	6,65	05/12	0,99	22/12	6,61

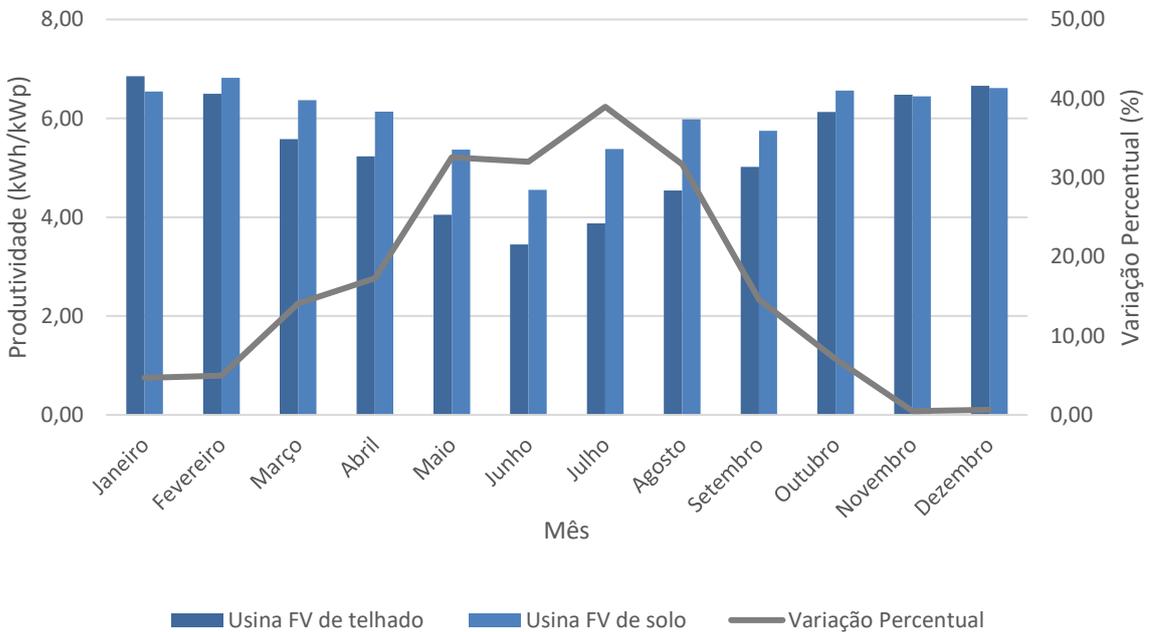
Fonte: O Autor.

Figura 7 – Produtividade (Y) diária mensal mínima das usinas ao longo de 2020.



Fonte: O Autor.

Figura 8 – Produtividade (Y) diária mensal máxima das usinas ao longo de 2020.



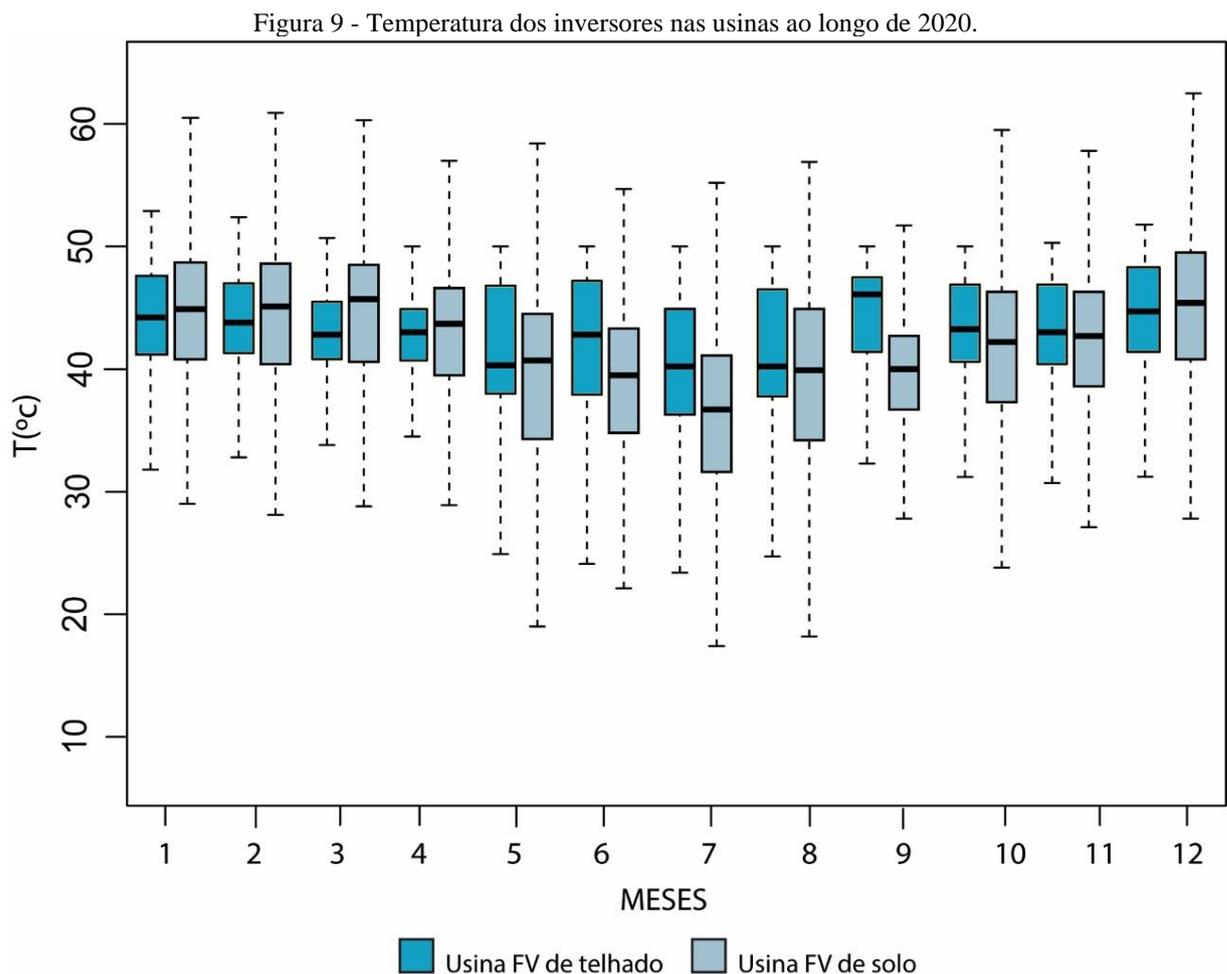
Fonte: O Autor.

A partir dos dados de máximas e mínimas, pode-se apurar que a Produtividade mínima ocorreu em julho na usina FV de telhado, com valor de 0,16 kWh/kWp; e em outubro na usina FV de solo, com 0,17 kWh/kWp. Enquanto as máximas ocorreram em janeiro na usina FV de

telhado, chegando a 6,85 kWh/kWp e em fevereiro na usina FV de solo, com produtividade de 6,82 kWh/kWp. Observar-se também que as maiores variações percentuais entre as usinas ocorrem nos meses de menor irradiação solar.

4.3.3 Temperatura dos inversores

A temperatura nos inversores foi estimada a partir dos dados de monitoramento das usinas, onde foram analisados os valores medidos em intervalos de 5 minutos ao longo do ano de 2020. Para o caso da usina FV de solo, que possui 7 inversores, foram coletados os dados de cada inversor, tornando um sistema unificado para a análise. Esses dados foram inseridos no *software R*, onde gerou-se a Figura 9, que apresenta a distribuição mensal das temperaturas dos inversores das usinas fotovoltaicas.



Nota-se que as temperaturas encontradas apresentam diferenças significativas quando se compara uma usina com a outra. A dispersão das temperaturas da usina FV de solo ocupa uma faixa muito maior, devido a maior quantidade de inversores envolvidos, enquanto as temperaturas da usina de telhado seguem um padrão. Observa-se que as máximas temperaturas da usina FV de telhado estão entre 50 °C e 55 °C, enquanto as máximas da usina FV de solo se aproximam dos 60 °C na maior parte do ano. Este comportamento é consequência do fator de dimensionamento de inversor de cada usina fotovoltaica.

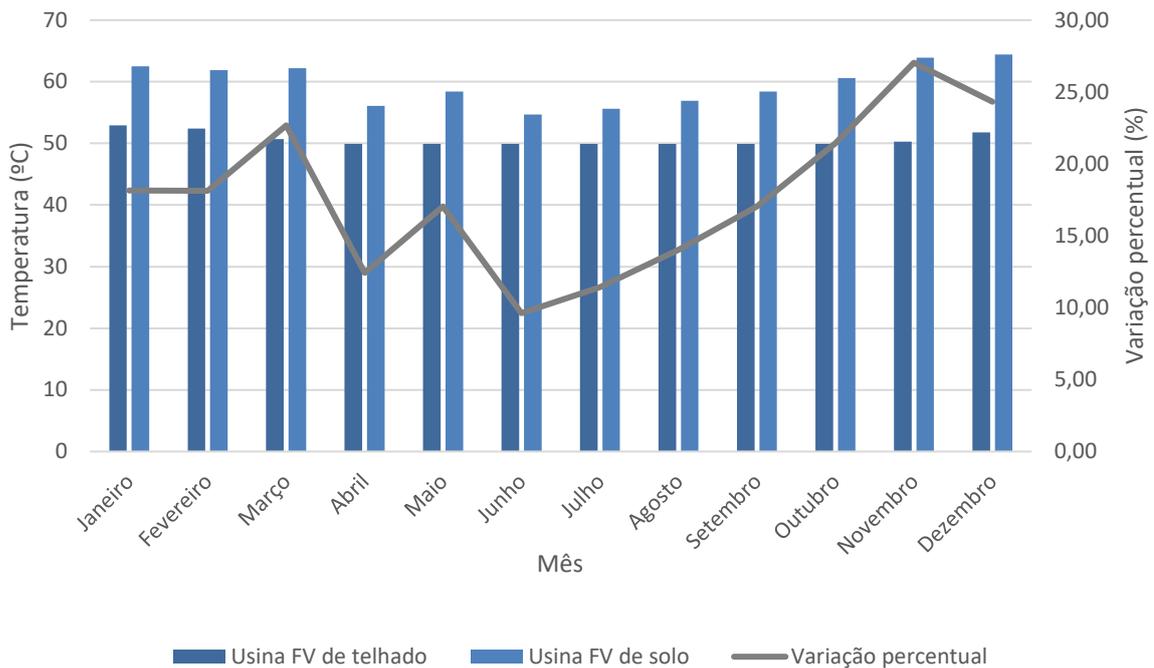
De forma a verificar esse comportamento de temperatura nos inversores com maior detalhamento, foram selecionados os eventos de máximos mensais ocorridos em cada inversor das usinas. Esse resultado está disposto no Tabela 9 e na Figura 10.

Tabela 9 - Máximas temperaturas mensais nos inversores das usinas ao longo de 2020.

Máximas temperaturas encontradas nos inversores no ano de 2020 (°C)								
Mês	Usina FV de telhado			Usina FV de solo				
	Inversor		B	Inversor				
	A	A		C	D	E	F	G
Janeiro	52,90	62,50	61,60	61,10	61,60	60,10	57,60	59,70
Fevereiro	52,40	60,10	59,10	61,10	61,90	60,10	60,10	59,70
Março	50,70	60,50	58,70	61,10	62,20	59,90	59,90	58,90
Abril	49,90	56,10	54,20	55,50	56,70	54,70	54,20	54,20
Maiο	49,90	57,50	55,60	57,30	58,40	55,90	55,60	54,90
Junho	49,90	53,60	51,90	53,30	54,70	52,70	52,30	50,50
Julho	49,90	54,70	52,70	54,70	55,60	53,70	54,50	51,60
Agosto	49,90	55,70	53,70	55,60	56,90	55,60	55,60	53,60
Setembro	49,90	58,40	53,10	56,70	57,60	55,60	57,40	56,20
Outubro	49,90	58,70	56,20	59,50	60,60	57,70	59,20	56,70
Novembro	50,30	62,70	60,50	63,40	58,60	62,70	63,90	61,40
Dezembro	51,80	64,40	62,30	63,30	63,30	62,40	63,70	63,70
Média	50,62	58,74	56,63	58,55	59,01	57,59	57,83	56,76
Desvio Padrão (σ)	1,11	3,40	3,67	3,46	2,84	3,38	3,66	4,02

Fonte: O Autor.

Figura 10 - Máximas temperaturas mensais nos inversores das usinas ao longo de 2020.



Fonte: O Autor.

Como visto na Tabela 9 e na Figura 10, as máximas temperaturas no inversor da usina FV de telhado praticamente não flutuam ao longo do ano, apresentando uma média de 50,62 °C com desvio padrão de 1,11 °C. Em contrapartida a isso, observa-se que as temperaturas dos inversores da usina FV de solo além de serem mais altas, apresentam um desvio padrão maior. Em destaque para o inversor D, que teve uma média de 59,01 °C com desvio padrão de 2,84 °C.

A maior temperatura encontrada para o inversor da usina FV de telhado foi em janeiro, quando esta temperatura chegou a atingir 52,90 °C. Já a maior temperatura encontrada nos inversores da usina FV de solo foi em dezembro, no inversor A, atingindo 64,40 °C.

A análise gráfica demonstra bem esse comportamento, sendo que na usina de telhado as temperaturas máximas do inversor ao longo do ano sempre operam na faixa dos 50 °C, enquanto as máximas na usina de solo giram em torno dos 60 °C. O comparativo de variação percentual entre as usinas ficou na faixa dos 20 % nos meses mais quentes e diminuiu para 12,50 % nos meses de menor irradiação solar.

4.3.4 Eficiência dos inversores

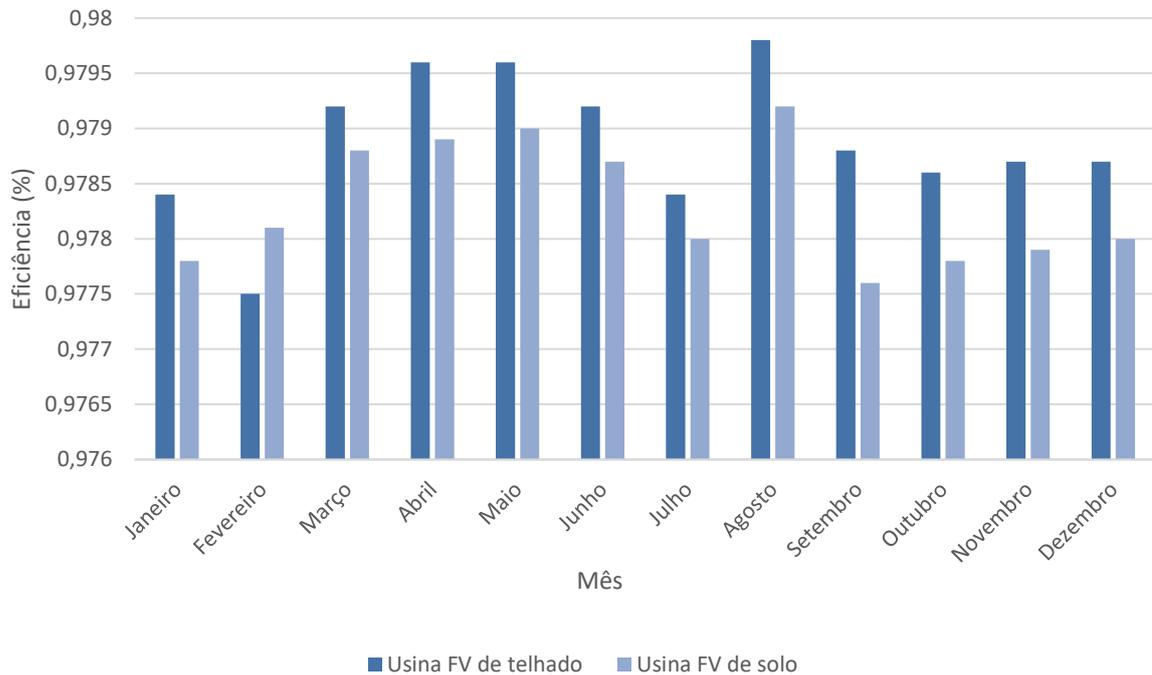
A eficiência dos inversores foi obtida a partir do banco de dados de monitoramento das usinas, onde foram utilizados os valores da relação entre Potência CA e Potência CC, já descritos anteriormente. O resultado é apresentado na Tabela 10 e na Figura 11.

Tabela 10 - Eficiência dos inversores nas usinas ao longo do ano de 2020.

Mês	Eficiência dos Inversores (%)	
	Usina FV de telhado	Usina FV de solo
Janeiro	97,84	97,78
Fevereiro	97,75	97,81
Março	97,92	97,88
Abril	97,96	97,89
Maio	97,96	97,90
Junho	97,92	97,87
Julho	97,84	97,80
Agosto	97,98	97,92
Setembro	97,88	97,76
Outubro	97,86	97,78
Novembro	97,87	97,79
Dezembro	97,87	97,80
Média	97,88	97,83

Fonte: O Autor.

Figura 11 - Eficiência dos inversores nas usinas ao longo do ano de 2020.



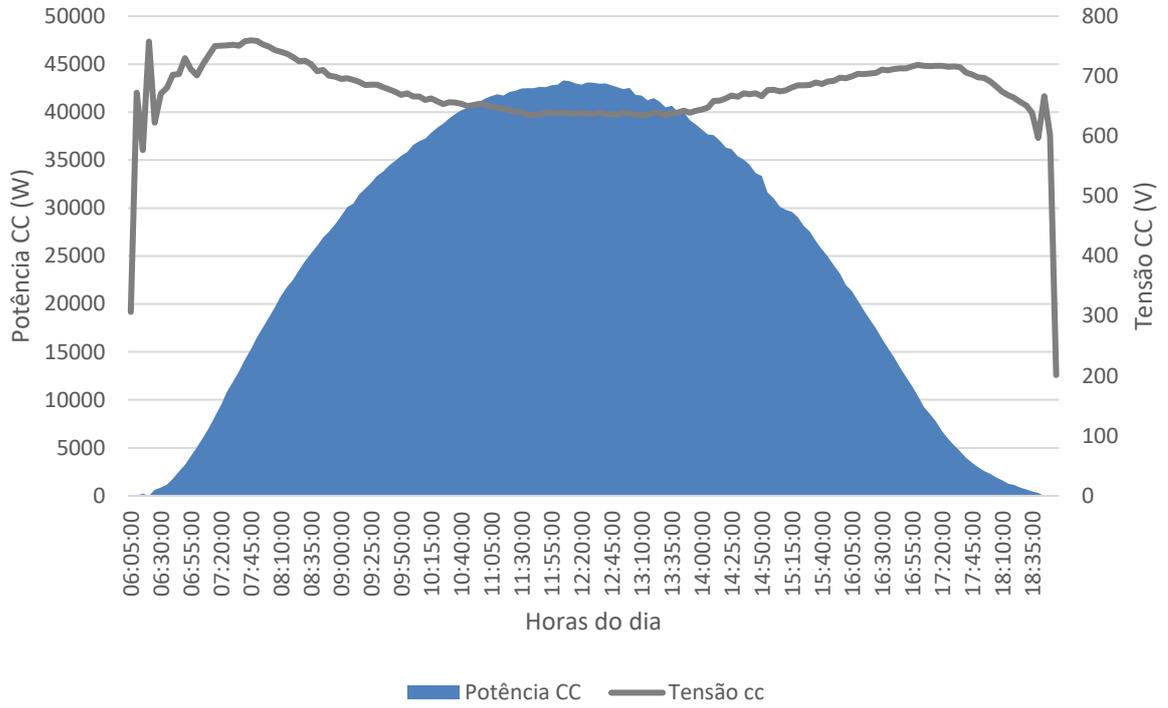
Fonte: O Autor.

Observa-se que as eficiências de inversor encontradas são muito próximas, porém o inversor da usina FV de telhado apresentou maior eficiência ao longo do ano, salvo o mês de fevereiro que ficou abaixo. Esse comportamento pode ser uma consequência do FDI das usinas, pois como a usina de solo está sobredimensionada, o inversor trabalha em temperaturas mais altas e consequentemente diminui sua eficiência.

4.3.5 Relação Potência CC x Tensão CC

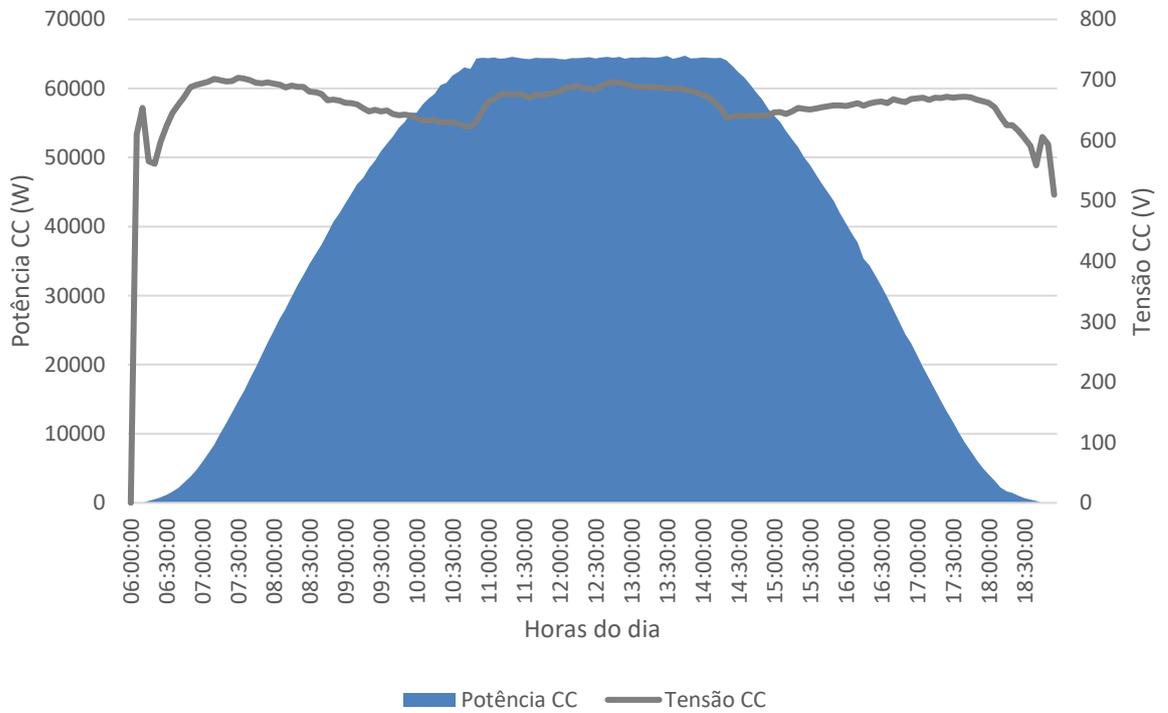
Foi realizada uma análise comportamental de algumas grandezas elétricas, a partir da escolha de duas datas em comum entre as usinas, sendo uma no verão e outra no inverno com ambos os dias ensolarados. Foi analisado o comportamento da potência e tensão, ambas em corrente contínua (CC), retiradas do banco de dados de monitoramento. Os resultados gráficos para o verão são demonstrados na Figura 12 para a usina FV de telhado e na Figura 13 para a usina FV de solo. Já para o inverno, a Figura 14 representa o comportamento da usina de telhado e a Figura 15 para a usina de solo.

Figura 12 - Comportamento da Potência e Tensão CC no verão para a usina FV de telhado.



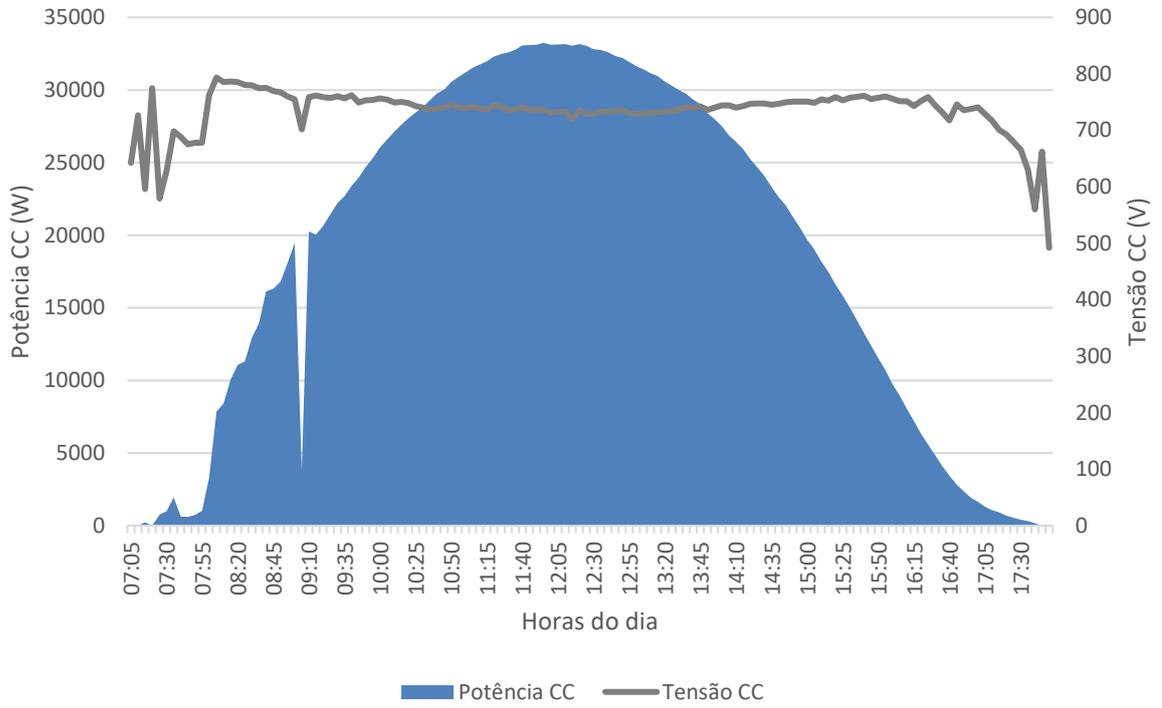
Fonte: O Autor.

Figura 13 - Comportamento da Potência e Tensão CC no verão para a usina FV de solo.



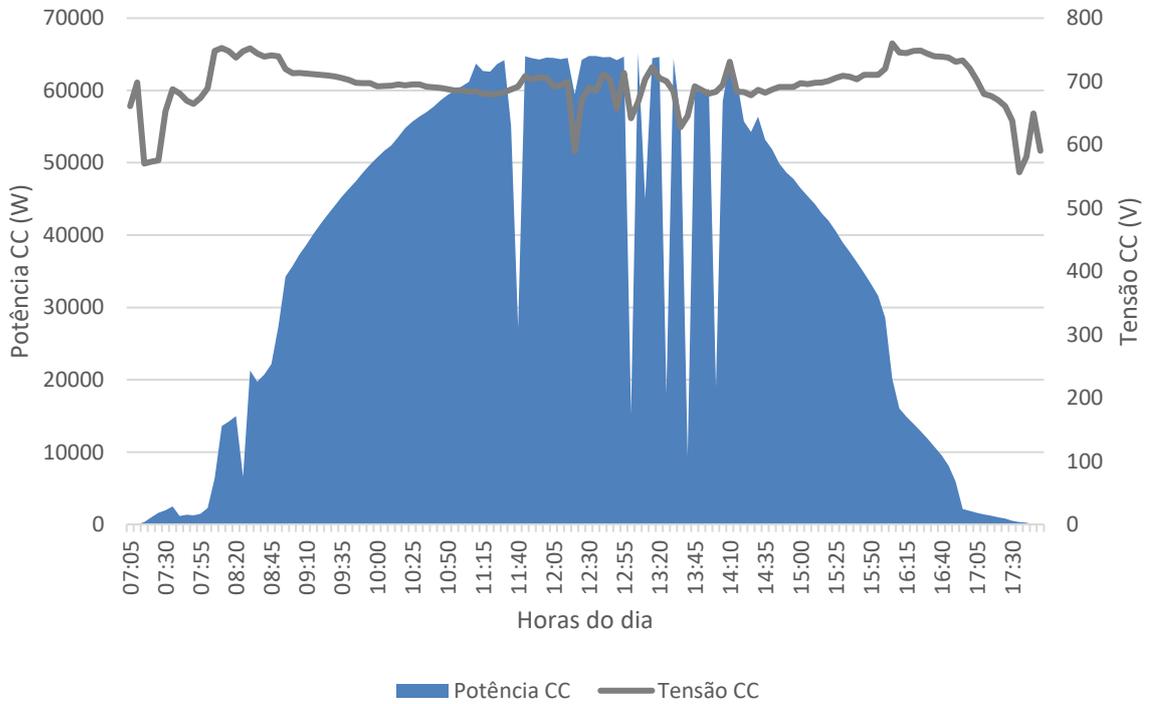
Fonte: O Autor.

Figura 14 - Comportamento da Potência e Tensão CC no inverno para a usina FV de telhado.



Fonte: O Autor.

Figura 15 - Comportamento da Potência e Tensão CC no inverno para a usina FV de solo.



Fonte: O Autor.

Verifica-se que a usina FV de telhado apresenta um traçado de Potência (área em azul) semelhante a uma curva Gaussiana, tanto no verão quanto no inverno. Esse comportamento reflete em um bom aproveitamento da irradiação solar ao longo de um dia ensolarado. A Figura 12, referente ao verão, apresenta um traçado regular, indicando um dia limpo, sem nuvens. Já a Figura 14 demonstra o comportamento da mesma usina no inverno, onde se verifica uma pequena fenda por volta das 9:00h, indicando um possível transiente de nebulosidade, interferindo na diminuição da geração conforme demonstrado na figura.

A usina FV de solo indica um comportamento distinto da usina de telhado em ambos os casos. O traçado da potência da Figura 13, que se refere ao verão, tenta se aproximar de uma curva Gaussiana, porém entre às 10:45h até às 14:15h é possível observar um corte limitador na potência. Neste contexto, trata-se do sobredimensionamento (*Oversizing*) da relação CC-CA da potência de pico do arranjo fotovoltaico sobre a potência nominal do inversor, como pode-se confirmar a partir do valor de FDI encontrado para essa usina. No entanto, quando a potência de entrada CC se torna maior que a potência CA de saída do inversor, isso leva a uma limitação da potência de saída. Esse efeito limitador de potência nos inversores, também chamado de *clipping*, ocorre com maior probabilidade e durante períodos mais longos quanto maior for a relação CC-CA do sistema. Observa-se que a limitação de potência imposta pelos inversores aos módulos fotovoltaicos ocasiona um aumento da tensão durante o *clipping* do sistema.

Na Figura 15, também referente a usina FV de solo, porém no inverno, verifica-se que além do limitador de potência ocorre também alguns eventos de fendas ao longo do dia, mais recorrente entre 12:45h e 14:15h. Esse evento pode ser explicado porque os inversores dessa usina estão operando na maior parte do tempo acima da tensão do ponto de máxima potência, e o seu sistema de segurança interno pode forçar um desligamento quando forem atingidas temperaturas críticas, protegendo os componentes internos contra danos. Esse comportamento pode ser analisado na Figura 15, pois ao mesmo tempo em que ocorrem as fendas, a tensão cai, resultante desse aumento de temperatura. Temperaturas elevadas no inversor podem surgir quando a ventilação forçada falha ou como resultado de temperaturas ambiente altas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse trabalho analisou o desempenho de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede, localizadas no extremo sul catarinense, sendo um situado na cidade de Turvo e outro em Araranguá. A usina de Turvo é uma instalação convencional, instalada no telhado, enquanto a usina de Araranguá é uma instalação em estrutura de solo. O trabalho também contribuiu para o comparativo das particularidades de cada tipo de instalação, utilizando *softwares* de simulação e a base de dados de monitoramento do ano de 2020.

A análise só foi possível devido a utilização dos dados de geração coletados na base de monitoramento das usinas fotovoltaicas bem como pela estimativa do potencial solar realizado com o *Software* Radasol 2. Com isso, foram calculados alguns indicadores de desempenho e eficiência, como o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), Produtividade (Y), análise de temperatura e eficiência dos inversores e relação de potência/tensão CC nas usinas. Esses indicadores tiveram como função a normalização das unidades geradoras, permitindo assim a comparação dos SFCR, mesmo com localidades, configurações e capacidades instaladas diferentes.

Os valores de irradiação solar média das usinas para os cenários analisados foram muito próximos, uma vez que estão distantes cerca de 21 km em linha reta. A maior variação foi para o cenário inclinado, visto que foram utilizados os valores de inclinação dos módulos e desvio azimutal locais das instalações. A partir da análise gráfica, considerando o plano inclinado das instalações, observou-se que as variações encontradas são pequenas entre os meses de novembro a fevereiro e aumentam à medida que se aproximam de junho. Esse comportamento pode estar relacionado com as estações do ano, pois nos meses mais quentes existem pequenas variações e à medida que se aproxima do inverno, a diferença de irradiação entre as usinas aumenta.

Verificou-se que o comportamento da geração de energia ao longo do ano foi muito semelhante nas usinas, visto suas proximidades geográficas e de inclinação e azimute. A usina de telhado teve o mês de janeiro como o de maior geração e o mês de junho como o de menor. Já para a usina de solo, o mês de março foi o que apresentou maior geração e o mês de junho foi novamente o com menor geração. Para confirmar se a geração das usinas ao longo do ano seguiu o padrão de um ano típico, as instalações foram representadas e simuladas dentro de dois *softwares* de desempenho energético conhecidos no meio fotovoltaico, o SAM e o PVSOL. Na usina de telhado, a média mensal da simulação via SAM ficou 7,65 % acima de geração real,

enquanto a simulação a partir do PVSOL teve uma variação de somente 0,18 % em relação à média mensal gerada. Os resultados encontrados para a usina de solo também não ficaram muito distantes, a simulação realizada com o SAM ficou 3,95 % abaixo da geração média mensal real, já o simulado com o PVSOL teve uma diferença de 9,82 %. Com isso, verificou-se que para o caso da usina de telhado as simulações sobre-estimaram a geração real, enquanto na usina de solo as simulações subestimaram a média mensal encontrada em 2020.

Em relação ao FDI, observou-se que as usinas apresentam configurações distintas, enquanto a usina de telhado teve seu arranjo fotovoltaico subdimensionado em relação ao inversor, a usina de solo está sobredimensionada, ou seja, a saída do inversor corresponde a 75% da potência dos módulos fotovoltaicos.

A usina de telhado apresentou produtividade média mensal de 108,68 kWh/kWp com desvio padrão de 25,83 kWh/kWp. Já a usina de solo teve produtividade de 125,56 kWh/kWp com desvio padrão de 23,30 kWh/kWp. Ao longo do ano de 2020 houve uma variação média mensal de 17,43 % com desvio padrão de 12,11 % entre as usinas. Também se verificou que a usina de solo foi mais produtiva que a usina de telhado em todos os meses do ano, sendo que as maiores variações percentuais entre as usinas ocorreram nos meses de menor irradiação solar.

As temperaturas encontradas nos inversores apresentaram diferenças significativas quando se compara uma usina com a outra. A dispersão das temperaturas da usina de solo ocupou uma faixa muito maior, devido a maior quantidade de inversores envolvidos, enquanto as temperaturas da usina de telhado seguiram um padrão. Observou-se que as máximas temperaturas da usina de telhado foram entre 50 °C e 55 °C, enquanto as máximas da usina de solo se aproximaram dos 60 °C na maior parte do ano. A maior temperatura encontrada para o inversor da usina de telhado foi em janeiro, quando chegou a atingir 52,90 °C, já a maior temperatura encontrada nos inversores da usina de solo foi em dezembro, no inversor A, atingindo 64,40 °C.

As eficiências dos inversores calculados foram muito próximas, porém a usina de telhado apresentou maior eficiência ao longo do ano, salvo o mês de fevereiro que ficou abaixo. Esse comportamento pode ser uma consequência do FDI das usinas, pois na usina de solo existe um sobredimensionamento da relação da potência de pico do arranjo fotovoltaico (CC) sobre a potência nominal do inversor (CA), fazendo com que o inversor trabalhe em temperaturas mais altas e consequentemente diminua sua eficiência e vida útil. Esse comportamento também pode ser explicado a partir dos eventos de *clipping* demonstrados na análise de potência e tensão dessa usina, pois quando a potência de entrada CC se torna maior que a potência CA de saída

do inversor, ocorre uma limitação da potência de saída. E como os inversores estão operando na maior parte do tempo acima da tensão do ponto de máxima potência, o seu sistema de segurança interno pode forçar um desligamento quando forem atingidas temperaturas críticas.

Com isso, observa-se que a usina FV de solo possui uma melhor orientação geográfica, porém o seu FDI é baixo, ocasionando aumento de temperatura dos inversores e cortes de potência. Já a usina FV de telhado possui um FDI maior e uma pequena desvantagem em relação a orientação geográfica, representada por uma irradiação média 3,38 % menor ao longo dos meses. Porém nota-se que a produtividade média mensal da usina FV de solo foi 13,44 % superior que a usina FV de telhado, ou seja, mesmo com os cortes de potência que limitaram a geração dessa usina, o fato de ter sido sobredimensionada aliado com um potencial solar mais favorável em suas coordenadas, levou a um aumento da sua produtividade ao longo do ano. Entretanto é importante ressaltar que devido a esse sobredimensionamento, os inversores têm operado em grande parte do ano no seu limite, o que pode acarretar manutenções mais recorrentes pelo fato dos equipamentos trabalharem em temperaturas críticas.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR – Infográfico ABSOLAR nº 34 – Agosto, 2021. Disponível em <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 03 de agosto de 2020.

ANTONIOLLI, Andriago Filippo Gonçalves. Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2015.

BENEDITO, R. S., 2009. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnicos, econômico e regulatório, Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo.

BLAIR, N., DOBOS, A.P., FREEMAN, J., NEISES, T., WAGNER, M., FERGUSON, T., GILMAN, P. & JANZOU, S. (2014). System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-6A20-61019. Colorado, EUA.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Relatório síntese do balanço energético nacional 2021: Ano Base 2020, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em 2 de julho de 2021.

CAMARGOS, R. S. C.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. DE. Método Para Análise Comparativa dos Impactos Técnicos da Geração Distribuída Fotovoltaica Concentrada e Pulverizada. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 7, n. 2, p. 115 122, 2016.

CRESESB/CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito; Grupo de trabalho de Energia Solar. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: 2014.

CRUZ, A. D. DA et al. Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Estado do Tocantins sob Diferentes Orientações. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, p. 2 10, 2018.

IEA, *Explore energy data by category, indicator, country or region*. IEA, Paris, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD>. Acesso em 27 de junho de 2021.

IEC/TS 61836, disponível em <https://solargostaran.com/files/standards/IEC/IEC%20TS%2061836-2007.pdf> – Acesso em 8 de julho de 2021.

KROTH, Geóvio. Análise de Indicadores de Desempenho e de Qualidade de Energia de um Sistema Fotovoltaico com Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2021.

MACHADO, A. B. Análise temporal e espacial de indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em operação no sul de Santa Catarina. Trabalho de Conclusão de curso – Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.

MELLO, A. D. Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede a partir da Determinação de Índices de Mérito. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Santa Catarina, 2016.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em 3 de julho de 2021.

PERIN, Aryston Luiz. Análise Da Influência De Diferentes Estratégias De Arrefecimento No Desempenho E Durabilidade De Inversores De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede. 2016. 146 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

PERIN, Aryston Luiz; PRIEB, César Wilhelm Massen; KRENZINGER, Arno. Montagem de bancada para ensaios elétricos e térmicos de inversores fotovoltaicos conectados à rede. In: XXXIX Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente (ASADES) (La Plata, 2016). 2016.

PINHO, J.T.; BARBOSA, C.F.O.; PEREIRA, E.J.S; SOUSA, H.M.S; BLASQUES, L.C. Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia. 1 ed. Brasília, Basil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL–CRESESB, 2014.

PRUDENCIO, B. N. Análise da influência da distribuição de temperatura de inversor no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída com diferentes fatores de dimensionamento. Trabalho de conclusão de curso – Universidade Federal de Santa Catarina, 2020.

RÜTHER, R. (2004). Edifícios Solares Fotovoltaicos – O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil. Florianópolis.

RUTHER, Ricardo. Edifícios Solares Fotovoltaicos. Editor UFSC / LABSOLAR. Florianópolis, SC, 2004.

SCARABELOT, L. T.; RAMBO, C. R.; RAMPINELLI, G. A. A Relative Power-Based Adaptive Hybrid Model for DC/AC Average Inverter Efficiency of Photovoltaics Systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 92, p. 470 477, 2018.

SGANZERLA, Lucas Marino Bianchessi. Análise dos Índices de mérito de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Curitiba. Monografia de Especialização – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

SOUZA, Marcio Eli Moreira. Impacto da Geração Distribuída nas redes de baixa tensão. Monografia – CESEP, 2012.

SOUZA, Ronilson di. Os sistemas de energia solar fotovoltaica. Ribeirão preto: Bluesol, 2017. Disponível em: <https://programaintegradoronline.com.br/wpcontent/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-SistemasSolares-novo.pdf>. Acesso em 5 de julho de 2021.

TIEPOLO, G. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná. Tese (doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas - PPGEPS, Curitiba, 2015.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. 224 p.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos A. Barros; OLIVEIRA, Sérgio H. Ferreira de. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede elétrica. Oficina de textos. São Paulo. 2012.