

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

KAROLINE ROVERSI

**ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM UM  
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE UMA  
INSTITUIÇÃO DE ENSINO**

Araranguá, SC

2019

Karoline Roversi

**ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE UMA  
INSTITUIÇÃO DE ENSINO**

Trabalho 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 Bacharel/Licenciado em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Araranguá, SC

2019

Ficha de identificação da obra

A ficha de identificação é elaborada pelo própria autora  
(2019)

Orientações em:

<http://portalbu.ufsc.br/ficha>

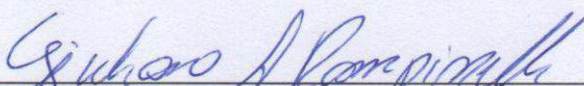
KAROLINE ROVERSI

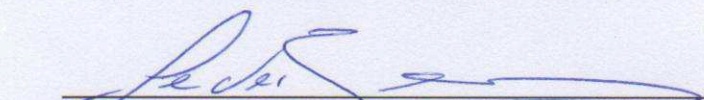
**ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM  
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE UMA  
INSTITUIÇÃO DE ENSINO**

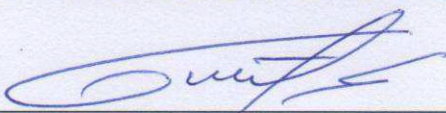
Trabalho de Conclusão de Curso,  
apresentado à Universidade Federal de  
Santa Catarina, como parte das  
exigências para a obtenção do título de  
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 30 de outubro de 2019.

**BANCA EXAMINADORA**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Geóvio Kroth  
Instituto Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado à minha mãe  
(em memória) e minha querida nona.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha mãe, meu anjo protetor, que lá do céu sempre me mandou tantas bênçãos e luz nessa minha trajetória. Obrigada por estar sempre comigo, mãe! Ao meu pai, Adecir Roversi e minhas irmãs, Katiane, Karine e Francini Roversi, por sempre acreditarem em mim, por me ajudarem a realizar esse sonho e por serem meu maior alicerce: sem vocês, nada disso seria possível!

Agradeço a meus nonos: Jandir e Hermenegilda Roversi, obrigada por todos os conhecimentos e por serem meus maiores exemplos de seres humanos humildes e que batalham pelos seus sonhos. Tudo que sou, devo a vocês.

Aos amigos que cultivei durante minha graduação e que muitas vezes foram minha família em Araranguá. Levarei vocês sempre no coração!

Aos demais familiares e amigos, que de forma direta ou indireta, incentivaram e torceram pelo meu êxito. Meu muito obrigada a todos.

Ao meu namorado, Bruno Marcolino Luiz, que esteve ao meu lado todos os dias, me apoiou, me animou nos dias tristes e celebrou comigo todas as minhas conquistas.

Agradeço ao professor Dr. Giuliano Rampinelli, meu orientador, uma pessoa a quem admiro, obrigada pelas oportunidades, pelos conhecimentos e por cumprir tão bem o papel de professor.

E, por fim, agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina e a todos os professores que em algum momento contribuíram com a minha formação.

“O resultado do que fazemos nos  
espera mais adiante. ”

Allan Kardec

## RESUMO

A energia elétrica tem papel fundamental no desenvolvimento econômico de um país e as energias renováveis são protagonistas na revolução energética do século XXI. Em especial, os sistemas fotovoltaicos apresentam maturidade tecnológica, confiabilidade e competitividade econômica e podem ser inseridos na geração centralizada e na geração distribuída. O processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede se baseia na escolha e adequação do módulo e inversor CC/CA e demais equipamentos periféricos. O fator de dimensionamento do inversor é a relação entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico, e sua escolha depende de diversos fatores. A proposta deste trabalho é avaliar o desempenho energético de subsistemas fotovoltaicos com distintos fatores de dimensionamento de inversor. Neste estudo, utilizou-se um sistema fotovoltaico instalado no IFSC em Criciúma/SC, composto por 5 subsistemas com inversores de 15 kW cada e 229 módulos fotovoltaicos de 320Wp. Os subsistemas apresentam distintos fatores de dimensionamento de inversor, variando entre 0,756 e 1,116. Os subsistemas foram simulados utilizando o software SAM, desenvolvido pelo NREL/EUA, e a análise energética foi realizada a partir de índices de desempenho. Através dos dados reais, foi possível realizar uma análise comparativa entre os dados de simulação do software SAM e os dados obtidos a partir do monitoramento online dos inversores do sistema. Os valores de irradiância apresentaram diferenças de aproximadamente 10% na média anual para cada subsistema analisado. Essa diferença na irradiância resultou uma diferença nos valores de energia gerada para todos os subsistemas. O índice Razão de Performance foi utilizado para avaliar as diferenças. A partir da análise dos resultados, conclui-se que o sobre dimensionamento de um sistema é mais indicado para que não ocorra as perdas de energia devido a limitação da potência do inversor e que os valores reais e simulados se diferenciam devido os valores de irradiância.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica. Fator de Dimensionamento do inversor. Índices de desempenho. Ângulo Azimutal.



## ABSTRACT

Electricity plays a fundamental role in the economic development of a country and how renewable energies are protagonists of the 21st century energy revolution. In particular, photovoltaic systems have technological maturity, values and economic competitiveness and can be incorporated into centralized generation and distributed generation. The design process of a grid-connected photovoltaic system is based on the choice and suitability of the module and the DC / AC inverter and other peripheral equipment. The inverter sizing factor is a relationship between inverter power and photovoltaic generator power, and your choice depends on several factors. A proposal of this work is to evaluate the energy performance of photovoltaic subsystems with different inverter sizing factors. In this study, use a photovoltaic system installed at IFSC in Criciúma / SC, composed of 5 subsystems with 15 kW inverters each and 229 320Wp photovoltaic modules. The subsystems have different inverter sizing factors, ranging from 0.756 to 1.116. The subsystems were simulated using SAM software, developed by NREL / EUA, and an energy analysis performed from performance indices. Through the actual data, it was possible to perform a comparative analysis between the SAM software simulation data and the data obtained from the online monitoring of the system inverters. The irradiation values presented differ from approximately 10% in the annual average for each subsystem analyzed. This difference in irradiation resulted in a difference in the energy values generated for all subsystems. The Ratio of Performance index was used to evaluate the differences. From the analysis of the results, conclude if the sizing of a system is better indicated so that it does not occur as energy loss due to the inverter power limitation and that real and simulated values differ due to irradiance values.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy. Inverter sizing factor. Performance indices. Azimuthal Angle

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede. ....	20
Figura 2 - Disposição dos arranjos de módulos fotovoltaicos nos telhados do campus.....	35
Figura 3 - Localização dos módulos no IFSC – Criciúma.....	35
Figura 4 – Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 2 em um dia ensolarado no verão. ....	39
Figura 5 - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no verão. ...	40
Figura 6 – Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 2 em um dia ensolarado de inverno.....	40
Figura 7 - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no inverno. .	41
Figura 8 - Eficiência dos inversores 1 e 2. ....	41
Figura 9 - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 2.....	42
Figura 10 - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 2 em um dia típico ensolarado de verão. ....	42
Figura 11 - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 2 em um dia típico ensolarado de inverno.....	43
Figura 12 - Análise horária da eficiência do inversor 1 e 2.....	43
Figura 13 - Análise horária do fator de capacidade habilitado do inversor 1 e 2.....	44
Figura 14 - Análise horária da produtividade CA do inversor 1 e 2.....	45
Figura 15 - Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 3 em um dia ensolarado no verão. ....	47
Figura 16 - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no verão...	48
Figura 17 - Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 3 em um dia ensolarado no inverno.....	48
Figura 18 - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no inverno.	49
Figura 19 - Eficiência do inversor para o inversor 1 e 3. ....	50
Figura 20 - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 3.....	50
Figura 21 - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 3 em um dia típico ensolarado de verão. ....	51
Figura 22 - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 3 em um dia típico ensolarado de inverno.....	51
Figura 23 - Análise horária da eficiência do inversor 1 e 3.....	52
Figura 24 - Análise horária do fator de capacidade habilitado do inversor 1 e 3.....	52
Figura 25 - Análise horária da produtividade em corrente alternada para os subsistemas 1 e 3. ....	53

Figura 26 – Diferença entre a Energia gerada (kWh) nos dados de simulação e reais para o subsistema 1. ....	56
Figura 27 - Diferença da Razão de Performance (PR) entre os dados reais e simulados para o subsistema 1.....	58
Figura 28 - Diferença entre a Energia gerada (kWh) nos dados de simulação e reais para o subsistema 2. ....	59
Figura 29 - Diferença entre a Razão de Performance (PR) entre os dados reais e simulados para o subsistema 2.....	61
Figura 30 - Diferença entre a Energia gerada (kWh) nos dados de simulação e reais para o subsistema 3. ....	62
Figura 31- Diferença entre a Razão de Performance (PR) entre os dados reais e simulados para o subsistema 3.....	63

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificação dos inversores da usina solar fotovoltaica.....	34
Tabela 2 - Especificação dos módulos solares do sistema analisado .....	34
Tabela 3 - Distribuição das strings nos inversores e respectivas potências. ....	36
Tabela 4 - Especificação dos módulos utilizados na simulação. ....	36
Tabela 5 - Especificação dos inversores utilizados na simulação. ....	37
Tabela 6 - Dados do fator de capacidade em Corrente Alternada para inversor 1 e 2. ....	46
Tabela 7 - Dados da produtividade CA E CC para inversor 1 e 2.....	46
Tabela 8 - Dados do fator de capacidade em Corrente Alternada para inversor 1 e 3. ....	54
Tabela 9 - Dados da produtividade CA e CC para inversor 1 e 3.....	55
Tabela 10 - Diferença entre a irradiância solar (kWh/m <sup>2</sup> ) simulada e real para o subsistema 1. ....	56
Tabela 11 - Diferença entre a eficiência do sistema nos dados simulados e reais para o subsistema 1. ....	57
Tabela 12 - Diferença entre a irradiância solar (kWh/m <sup>2</sup> ) simulada e real para o subsistema 2. ....	59
Tabela 13 - Diferença entre a eficiência do sistema nos dados simulados e reais para o subsistema 2. ....	60
Tabela 14 - Diferença entre a irradiância solar (kWh/m <sup>2</sup> ) simulada e real para o subsistema 3. ....	61
Tabela 15- Diferença entre a eficiência do sistema nos dados simulados e reais para o subsistema 3. ....	63

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	18
1.1.1	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>18</b>
1.1.2	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>19</b>
2.3	INVERSOR.....	22
2.4	FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR (FDI).....	23
2.5	ESTADO DA ARTE .....	24
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	<b>26</b>
3.1	INDICADORES DE DESEMPENHO .....	26
3.3	SOFTWARE SAM .....	37
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>38</b>
4.1	ANÁLISE DE FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSOR .....	38
4.2	INFLUÊNCIA DO ÂNGULO DE AZIMUTE .....	47
4.2	ANÁLISE COMPARATIVA DE DADOS SIMULADOS E REAIS.....	55
4.3.1	<b>Subsistema 1</b> .....	<b>55</b>
4.3.2	<b>Subsistema 2</b> .....	<b>58</b>
4.3.3	<b>Subsistema 3</b> .....	<b>61</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>64</b>
	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>66</b>
	<b>TRABALHOS PUBLICADOS</b> .....	<b>67</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>68</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico e o crescimento industrial em determinada sociedade são acompanhados pela evolução do consumo de energia elétrica através do aumento dos recursos energéticos. Dentre as formas de geração de energia, o aproveitamento da energia proveniente do Sol é uma das alternativas mais viáveis economicamente para diversificar e descarbonizar a matriz elétrica a partir da inserção de uma fonte de energia limpa, renovável e com reduzida emissão de gases de efeito estufa na operação de sistemas fotovoltaicos. O Brasil está localizado em sua maior parte na região intertropical, possuindo grande aproveitamento da energia solar ao longo do ano (PEREIRA *et.al.*, 2006).

A partir da acentuada redução de custos dos sistemas fotovoltaicos nos últimos anos, gerar eletricidade a partir desta tecnologia, em especial, no setor residencial é cada vez mais competitivo com os preços e tarifas de energia aplicadas pelas comercializadoras e distribuidoras (PEREIRA *et al.*, 2016). Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019), a geração distribuída (GD) com sistemas fotovoltaicos (FV), com atualização em 10 de outubro de 2019, mostram que a potência instalada atingiu 1,29 GW com 117.759 mil micro e mini usinas..

Entre os diferentes sistemas, existem as instalações fotovoltaicas acopladas às edificações e conectadas à rede elétrica. No Brasil, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) possuem grande potencial de aplicação devido à grande extensão territorial e aos elevados níveis de irradiância em kWh/m<sup>2</sup>/ano que são obtidos em todo o país. Dentre as vantagens desta conexão, destacam-se a possibilidade de redução da geração das fontes primárias (hidrelétricas e térmicas), possibilidade de adiamento de construção de novas usinas e linhas de transmissão, redução da demanda de pico dos grandes centros de consumo, maior segurança do fornecimento de energia, aumento do nível de tensão e redução de perdas nos sistemas de distribuição e transmissão (ALBUQUERQUE, 2012).

Atualmente, o conceito de geração distribuída tem estado em pauta frequentemente. Neste modelo, a geração é realizada a partir de pequenas unidades e que costumam ser instalados em centros urbanos ou nas proximidades. A ideia desta distribuição é estar próxima a carga, podendo ser utilizada para suprir o autoconsumo industrial, comercial e residencial, com ou sem produção de excedentes à rede (ZILLES, 2012).

O processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico Conectado à Rede se baseia na escolha do módulo e inversor CC/CA que constituem o sistema. A relação entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico é conhecido como Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), definido como a razão entre a potência do inversor e do gerador, é uma variável de projeto que pode ser avaliada por meio de simulação numérica, utilizando-se dados horários de irradiância e temperatura, de modo a representar a melhor relação custo-benefício (PINHO; GALDINO, 2014).

A análise do FDI é uma pauta importante de projetos de SFCR devido ao fato de que o subdimensionamento do inversor pode reduzir o custo da energia produzida, potencializando a viabilidade de implantação desses sistemas. Por outro lado, o subdimensionamento excessivo submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, podendo reduzir a vida útil do equipamento (ZILLES *et al.*, 2012).

Uma prática atual é selecionar o inversor com potência máxima inferior à potência nominal de pico do Gerador fotovoltaico. Esta prática, também conhecida como "subdimensionamento", leva a fatores de dimensionamento situados entre 60% e 80%, como pode ser encontrado na literatura. No entanto, a escolha do fator de dimensionamento não é uma tarefa trivial já que a energia produzida depende principalmente de características dos elementos envolvidos na conversão, como por exemplo: evolução do nível de irradiância no local de instalação do PV; características do gerador fotovoltaico; características do inversor elétrico (IECON, 2007).

Essa análise do FDI é particular para cada localidade, pois depende das características do clima local quanto à radiação solar e temperatura

ambiente, além da tecnologia dos módulos e curva de eficiência do inversor. Dentre os desafios encontrados para otimização do FDI, destaca-se a indisponibilidade de dados climáticos em pequenos intervalos de tempo para diferentes localidades, o que muitas vezes é solucionado por geração sintética de dados horários a partir de dados em intervalos maiores (KHATIB; MOHAMED; SOPIAN, 2013).

O estudo sobre o desempenho do sistema fotovoltaico auxilia no desenvolvimento da tecnologia e da operação aumentando a maturidade e a confiabilidade dos sistemas. Os índices de mérito técnico de um sistema fotovoltaico conectado à rede representam índices que estão relacionados à energia, eficiência, produtividade, desempenho e as perdas do sistema fotovoltaico (RAMPINELLI, 2010).

Analisar o desempenho de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e a qualidade da energia entregue por esses, agregam confiabilidade e promovem a tecnologia. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser avaliados através de índices de mérito técnico que expressam a produtividade e o desempenho dos mesmos (MELLO, 2016).

Neste contexto, o presente trabalho visa analisar os diferentes Fatores de Dimensionamento do Inversor (FDI) utilizando como base de estudo o Sistema Fotovoltaico em funcionamento no Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) localizado em Criciúma. O sistema apresenta 5 inversores sendo que 3 estão dimensionados de forma diferente. Para comparação entre os subsistemas, serão utilizados indicadores de desempenho. A validação dos dados de simulação será feita comparando os resultados obtidos com os dados reais.

Este trabalho está dividido em cinco seções, além desta introdutória. A segunda seção compreende uma breve revisão bibliográfica que engloba o referencial teórico e o estado da arte, onde são apresentados os principais tópicos sobre o tema. A seção 3 apresenta a metodologia utilizada, onde são descritos os subsistemas e as equações utilizadas. A seção 4 trata dos



resultados e discussões sobre a análise feita com os diferentes subsistemas. A seção 5 apresenta as conclusões do presente trabalho.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Este Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo geral analisar o impacto do Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI) no desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede, localizado no IFSC em Criciúma.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Estudar os fundamentos teóricos sobre inversores e Fator de Dimensionamento;
- Descrever algumas análises e teorias utilizadas para a determinação do Fator de Dimensionamento ideal;
- Modelar e simular o sistema utilizando o software SAM;
- Determinar indicadores de desempenho para comparar os diferentes subsistemas;
- Analisar os resultados obtidos;
- Comparar os resultados simulados com os dados reais.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

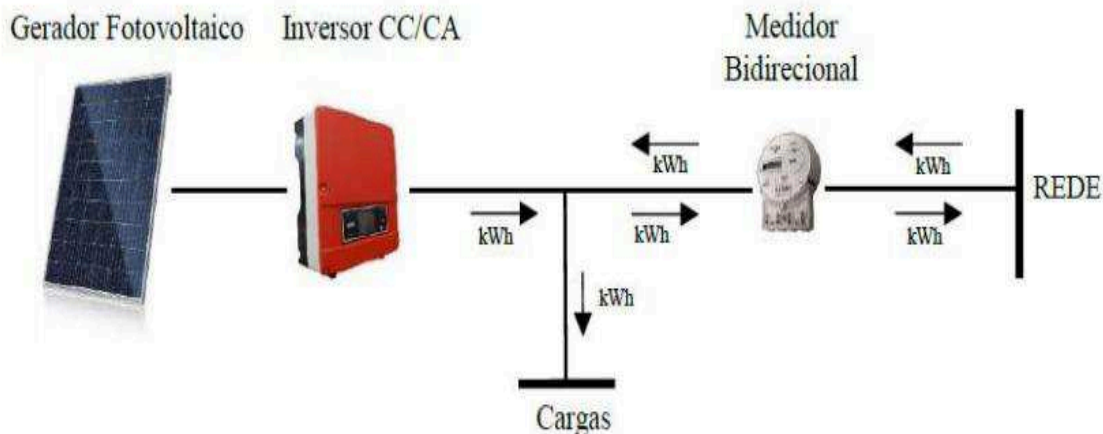
### 2.1 SISTEMAS CONECTADOS À REDE

De acordo com Treble (1991) e Markvart (2000), existem duas principais categorias de sistemas fotovoltaicos: os sistemas isolados, ou não conectados à rede elétrica, e os sistemas conectados à rede elétrica. A escolha dos componentes que serão integrados aos módulos dependerá em qual categoria os sistemas são enquadrados (MARKVART, 2000). A diferença fundamental entre esses dois tipos de configuração é a existência ou não de um sistema acumulador de energia, ou seja, as baterias.

Um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) é composto basicamente pelo gerador fotovoltaico, o inversor solar e a rede elétrica local, como pode ser visto na Figura 1 (ZILLES *et al.*, 2012). Isso ocorre por que um SFCR opera em paralelismo com a rede de distribuição e dispensa sistema de armazenamento de energia (existem SFCR híbridos com sistema de armazenamento de energia). Além do gerador e do inversor solar, componentes auxiliares são necessários para a composição completa de um SFCR, de acordo com seu tamanho ou sua aplicação específica. Dentre os componentes auxiliares destacam-se: estruturas de fixação, cabeamento CC, cabeamento CA, dispositivos de proteção, dispositivos de supervisão e controle, dispositivos de aquisição e armazenamento de dados e equipamentos de transformação de tensão (PINHO; GALDINO, 2014).

Os geradores de SFCRs são compostos por associações de módulos fotovoltaicos. Os módulos fotovoltaicos por sua vez são compostos por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia ao mesmo tempo em que promove a proteção das células (PINHO; GALDINO, 2014).

**Figura 1** - Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: (SCARABELOT; RAMPINELLI; RAMBO, 2018).

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre, são descritas através de ângulos. O Ângulo Azimutal do Sol ( $\gamma_s$ ) também chamado azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (PINHO; GALDINO, 2014).

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída de Eletricidade (GD) consiste em um sistema de geração de pequeno porte (micro e minigeração), instalada no próprio sítio do consumidor final, como alternativa de suprimento de energia elétrica de forma complementar ao fornecimento das grandes centrais de geração de energia de alta potência que normalmente estão afastadas das áreas urbanas. Embora, as primeiras formas de geração de energia elétrica existentes no mundo possam ser identificadas como fontes de geração distribuída, pois naquele período abasteciam apenas a população na vizinhança, este tipo de geração perdeu força com o estabelecimento das grandes centrais e aperfeiçoamentos nos sistemas de transmissão e distribuição, possibilitando tarifas reduzidas (ZILLES *et al*, 2012).

A publicação da Resolução Normativa (REN) N° 482, de 17 de Abril de 2012 pela ANEEL e sua posterior atualização através REN N° 687, de 24 de Novembro de 2015 do mesmo órgão estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

De acordo com a REN 687/2015, um sistema conectado à rede é classificado de acordo com a potência de saída CA. É considerado microgeração distribuída quando o gerador de pequeno porte possui potência menor ou igual a 75 kW. Considera-se mini geração distribuída quando a central geradora de energia elétrica possui potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual à 5 MW para as demais fontes renováveis de energia elétrica com conexão na rede de distribuição (ANEEL, 2015).

Quando a energia gerada for superior à consumida, ou quando o sistema de geração está gerando sem o consumo imediato da energia, este excedente de energia elétrica será jogado na rede de distribuição local e pode, posteriormente, ser compensado por meio da tarifa à unidade consumidora. A compensação é feita por meio de créditos na fatura de energia elétrica da mesma unidade consumidora (UC) ou na fatura de energia de outra UC, desde que possuam o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) (ANEEL, 2012a).

Nos primeiros seis meses de 2019 foram conectados aproximadamente 84 % do total de sistemas fotovoltaicos de GD que foram conectados no ano de 2018 (ANEEL, 2019b). Este cenário favorável é justificado pela redução nos preços dos sistemas fotovoltaicos, reajustes tarifários, incentivos mediante linhas de créditos do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) e a abertura da consulta pública para revisão da REN 482/2012 pela ANEEL, que prevê mudanças no sistema de compensação (ANEEL, 2019a, 2019c; GESTOR SOLAR, 2019; GREENER, 2019).

### 2.3 INVERSOR

Os módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua (CC), com sua capacidade nominal definida a partir da potência que o equipamento pode fornecer numa determinada condição padrão (radiação de 1.000 W/m<sup>2</sup>, massa de ar de 1,5, temperatura de 25°C), sendo expressa em Wp (Watt-pico). Por outro lado, a energia elétrica é entregue aos consumidores em corrente alternada (CA). Dessa forma, torna-se necessário converter a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos, de CC para CA, por meio de inversores de frequência, doravante denominados inversores, cuja capacidade é expressa em Watt (W) (EPE, 2014).

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A energia CC pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas (PINHO; GALDINO, 2014).

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores) quanto das topologias de seus circuitos de potência e controle. Enquanto os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram meras adaptações de circuitos já existentes, os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em conta a complexidade e as exigências de sua aplicação específica. Desta forma, no decorrer de poucas décadas, as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão evoluíram até chegar a valores próximos a 99 % em alguns inversores para conexão à rede elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

A forma da onda geralmente é uma indicação da qualidade e do custo do inversor. Outro aspecto que determina a qualidade dos inversores é a sua eficiência de conversão. Nos inversores a eficiência não é constante e seu

valor depende da potência demandada pelos equipamentos de consumo (carga), e também de seu fator de potência. Os fabricantes normalmente anunciam a eficiência na carga nominal, mas nem sempre destacam o fato de que sob cargas parciais seus dispositivos apresentam baixas eficiências. Para os usuários de sistemas com necessidades variáveis de potência, altas eficiências em cargas parciais são importantes (PINHO; GALDINO, 2014).

#### 2.4 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR (FDI)

Os módulos FV vêm apresentando acentuada redução de custo nos últimos anos. Os inversores, apesar de também terem apresentado redução de custos, não têm acompanhado o mesmo nível de redução apresentado pelos módulos FV. Isto vem levando a uma tendência de se otimizar ao máximo o inversor utilizado, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo (NASCIMENTO, 2013).

Conforme Mendon *et al.* (2016) a análise do Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI, tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema. A análise do FDI é uma importante avaliação e é particular para cada localidade, devido à dependência da geração solar fotovoltaica em relação ao clima local (radiação e temperatura).

O FDI é definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico, quando esse valor é baixo, o inversor pode apresentar cortes de potência e, conseqüentemente, reduzir a energia gerada e os indicadores de desempenho (SCARABELLOT; RAMBO; RAMPINELLI, 2018).

## 2.5 ESTADO DA ARTE

Segundo estudos realizados na década de 90, o dimensionamento do sistema que levaria a um melhor funcionamento seria a capacidade do inversor inferior à capacidade do gerador fotovoltaico. Essa afirmação poderia ser considerada principalmente em climas com pouca irradiância, onde o limite máximo do inversor é pouco utilizado. (KELLER; AFFOLTER, 1995; KIL; WEIDEN, 1994; LOUCHE et al., 1994; PEIPPO; LUND, 1994 b,a; SCHALKWIJK *et al.*, 1997).

De acordo com os estudos de Costa (2010), é necessário observar as características de radiação local afim de se estabelecer a melhor relação de potência entre o painel solar e o inversor, de maneira que haja uma ótima transferência de potência, minimizando as perdas e avaliando sua viabilidade econômica. Seus estudos se basearam na análise através das curvas de radiação local que determinará qual relação de potência deve ser utilizada para se obter um maior aproveitamento da energia com o menor custo. Os estudos mostraram que para localidades com elevados picos de radiação solar a melhor relação de potência entre o painel solar e o inversor é a unitária.

Macêdo (2016) apresenta a análise de resultados teóricos correspondentes a simulações numéricas para várias localidades brasileiras, e experimentais, relativos a sistemas conectados na rede de pequeno porte. Apesar das diferentes localidades estudadas e dos diferentes tamanhos dos geradores fotovoltaicos, constatou-se que, para uma determinada faixa de FDI, as produtividades anuais obtidas não têm diferença significativa.

Dias (2006) elaborou um estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento. A partir dos experimentos, Dias salientou que o fator de dimensionamento pode servir de parâmetro na redução das perdas de sistema e de captura, mas, este fator apresenta limites, pois ao aumentá-lo tem-se como resposta uma redução da potência na entrada do inversor e por consequência uma redução na energia entregue à rede. Por outro lado, a redução do FDI, em relação a potência do inversor utilizado, pode ocasionar, no entorno do meio dia, em um dia ensolarado, uma sobrecarga no sistema.

Nos estudos de Rampinelli *et al* (2007), analisou-se a influência do fator de dimensionamento do inversor na correlação entre irradiância e energia CC de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 4800 WP. Foram analisados três dias de céu limpo, cada um representando diferentes condições operacionais da instalação, associada a diferentes FDIs. No primeiro caso, em que não houve sobrecarga ou superaquecimento do inversor, a correlação foi linear. No segundo caso, o inversor excedeu o limite de potência em torno de meio-dia, mas não atingiu o limite de proteção térmica. A correlação foi linear até cerca de  $800 \text{ W/m}^2$  e então ocorre a limitação de energia. No último caso analisado, tanto a sobrecarga quanto a proteção térmica é acionada.

Burger e Ruther (2004), mostram que a prática de dimensionar inversores com uma potência de saída CA nominal cerca de 30% menor que a potência nominal do gerador fotovoltaico pode levar a consideráveis perdas de energia elétrica.



### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 INDICADORES DE DESEMPENHO

Para análise do desempenho energético do sistema fotovoltaico se avaliam parâmetros como taxa de desempenho, fator de capacidade, rendimento específico do sistema, produção de energia e eficiências dos inversores, dos módulos e do sistema (MARKOVIC; CIRIC, 2017; NECAIBIA *et al.*, 2018; RAGHOEBARSING; KALPOE, 2017). Os indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos foram propostos pela organização *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programm* (IEA-PVPS). Os índices de mérito são parâmetros que caracterizam equipamentos, sistemas ou tecnologias de acordo com a sua performance de conversão de energia (FUSANO, 2013). Estes índices padronizam a prática de monitoramento de sistemas fotovoltaicos e são ferramentas de análise que permitem avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos.

A partir deste monitoramento, utilizando indicadores de desempenho, é possível determinar e entender as perdas do sistema fotovoltaico que não podem ser caracterizadas por uma avaliação direta do equipamento. Os métodos propostos pela IEA- PVPS são aplicáveis em todas as tecnologias de sistemas fotovoltaicos. (IEA-PVPS, 2014). Os índices de mérito são parâmetros que caracterizam equipamentos, sistemas ou tecnologias de acordo com a sua performance de conversão de energia (FUSANO, 2013).

A análise do rendimento do sistema por meio de comparação com o rendimento de referência é geralmente o parâmetro de performance para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esta relação representa a eficiência de todo o sistema de conversão de energia (IEA-PVPS,2014). A necessidade de padronização dos métodos de avaliação dos sistemas surgiu pelo aumento da utilização dos sistemas FV e pela necessidade de atribuir maior credibilidade para as tecnologias aplicadas a estes sistemas, contribuindo para o desenvolvimento destas. (FUSANO, 2013). Os parâmetros relacionados à performance podem ser calculados a partir de bancos de dados de

monitoramento, somando-os, calculando as médias ou as suas relações em um certo período de tempo como mês ou ano (IEA-PVPS,2000). Para isso, a coleta de dados sobre a energia disponível na forma de radiação solar e de dados sobre a energia convertida é necessária (IEAPVPS, 2014).

Um dos objetivos de monitorar um sistema FV é identificar falhas no sistema. Muitos sistemas utilizam esta análise dos índices para prevenir perdas econômicas por problemas operacionais. Um adequado monitoramento pode rapidamente detectar problemas operacionais, contribuindo para uma produção maior de energia em comparação ao sistema sem monitoramento. (IEA-PVPS, 2014).

A eficiência do sistema do sistema FV é um dos indicadores de desempenho utilizados. Para determinar a eficiência global do sistema, deve-se obter a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão. A eficiência é dada pela Equação 1 (IEC, 1998).

$$n_s = \frac{E_{CA}}{E_{FV}} = \int_r \frac{P_{CA}(t). dt}{A_{FV} \int_r G(t). dt} \quad (1)$$

Onde:

$n_s$  é a eficiência global do sistema FV

$E_{CA}$  é a energia elétrica entregue à rede

$E_{FV}$  é a energia solar disponível para conversão no arranjo fotovoltaico

$P_{CA}$  é a potência elétrica entregue à rede

$A_{FV}$  é a área do arranjo fotovoltaico

A eficiência de conversão CC/CA do inversor é definida como a razão entre a energia elétrica na saída do inversor (entregue à rede elétrica) e a

energia na entrada do inversor (convertida no arranjo fotovoltaico) (RAMPINELLI, 2010).

$$n_{inv} = \frac{E_{CA}}{E_{CC}} = \frac{\int_r P_{CA}(t).dt}{\int_r P_{CC}(t).dt} \quad (2)$$

Onde:

$n_{inv}$  é a eficiência de conversão do inversor

$E_{CA}$  é a energia elétrica entregue à rede

$E_{CC}$  é a energia elétrica na entrada do inversor

$P_{CA}$  é a potência elétrica na saída do inversor

$P_{CC}$  é a potência elétrica na entrada do inversor

A eficiência do gerador é determinada pela razão entre a energia na entrada do inversor (convertida no arranjo fotovoltaico) e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão.

$$n_{ger} = \frac{E_{CC}}{E_{FV}} = \frac{\int_r P_{CC}(t).dt}{A_{FV} \int_r G(t).dt} \quad (3)$$

Onde:

$n_{ger}$  é a eficiência do gerador

$E_{CC}$  é a energia elétrica na entrada do inversor

$E_{FV}$  é a energia solar disponível para conversão no arranjo fotovoltaico

$P_{CC}$  é a potência elétrica na entrada do inverso

$A_{FV}$  é a área do arranjo fotovoltaico

O fator de capacidade CA é indicador de desempenho que é definido pela razão entre a produção de energia elétrica real e a produção teórica de energia se o sistema operasse todo o período analisado em sua potência nominal na condição padrão (1000W/m<sup>2</sup> e 25°C) (IEC, 1998).

$$FC_{CA} = \frac{E_{CA}}{E_{STD}} = \frac{\int_0^r P_{CA}(t).dt}{\int_0^r P_{STD}(t).dt} \quad (4)$$

Onde:

$FC_{CA}$  é o fator de capacidade CA do sistema FV

$E_{CA}$  é a energia elétrica entregue à rede

$E_{STD}$  é a energia elétrica na condição padrão

$P_{CA}$  é a potência elétrica entregue à rede

$P_{STD}$  é a potência do sistema na condição padrão.

A potência CC é definida como a soma das potências de todos os módulos do sistema. O fator de capacidade CC é dado pela razão entre a energia elétrica na entrada do inversor e a energia do sistema na condição padrão (EPE, 2014).

$$FC_{CC} = \frac{E_{CC}}{E_{STD}} = \frac{\int_0^r P_{CC}(t).dt}{\int_0^r P_{STD}(t).dt} \quad (5)$$

Onde:

$FC_{CC}$  é o fator de capacidade CC do sistema FV

$E_{CC}$  é a energia elétrica na entrada do inversor

$E_{STD}$  é a energia elétrica na condição padrão

$P_{CC}$  é a potência elétrica na entrada do inversor

$P_{STD}$  é a potência do sistema na condição padrão

O fator de capacidade é um índice de desempenho utilizado em diferentes tipos de fontes de energia, possibilitando comparações entre diferentes formas de conversão de energia. Devido à natureza do recurso solar com a sua intermitência e às variações climáticas, o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicas é baixo. No Brasil, o fator de capacidade está entre 13% e 18%, variando segundo a disponibilidade de recurso solar, dimensionamento e tecnologia empregada (FUSANO, 2013).

A potência habilitada CC corresponde à soma das potências das unidades geradoras do empreendimento, podendo esta diferir das potências CA (soma das potências de todos os inversores) e CC (soma das potências de todos os módulos), a depender do Fator de Dimensionamento do Inversor adotado e dos arranjos projetados. O fator de capacidade habilitado CC pode ser obtido com a razão entre a energia elétrica na entrada do inversor e a potência habilitada (EPE, 2015).

$$FC_{Hab,CC} = \frac{E_{CC}}{P_{hab} * t} \quad (6)$$

Onde:

$FC_{Hab,CC}$  é o fator de capacidade habilitado CC

$P_{hab}$  é a potência habilitada (potência do inversor)

$E_{CC}$  é a energia elétrica na entrada do inversor

$t$  é o período de integralização (mensal)

O fator de capacidade habilitado CA é caracterizado como a razão entre a energia elétrica entregue à rede e o produto da potência habilitada e o tempo de integralização (EPE, 2014). Para o cálculo deste índice, utiliza-se a Equação 7.

$$FC_{Hab,CA} = \frac{E_{CA}}{P_{hab} * t} \quad (7)$$

Onde:

$FC_{Hab,CA}$  é o fator de capacidade habilitado CA

$P_{hab}$  é a potência habilitada (potência do inversor)

$E_{CA}$  é a energia elétrica entregue à rede

$t$  é o período de integralização (mensal)

O índice de produtividade do sistema FV é definido como a energia convertida em kWh por kWp instalado do sistema FV em um determinado período. Este índice é dado em horas de sol na condição padrão (1000 W/m<sup>2</sup>) no determinado período de estudo (RAMPINELLI, 2010).

A produtividade CA do sistema pode ser calculada a partir da Equação 8.

$$Y_{F,CA} = \frac{1}{P_{STD}} \cdot \int_0^r P_{CA}(t) \cdot dt \quad (8)$$

Onde:

$Y_{F,CA}$  é a produtividade CA

$P_{STD}$  é a potência do sistema na condição padrão

$P_{CA}$  é a potência elétrica ativa entregue à rede

A produtividade CC do sistema pode ser calculada a partir da Equação 9.

$$Y_{F,CC} = \frac{1}{P_{STD}} \cdot \int_0^r P_{CC}(t) \cdot dt \quad (9)$$

Onde:

$Y_{F,CC}$  é a produtividade CA

$P_{STD}$  é a potência do sistema na condição padrão

$P_{CC}$  é a potência elétrica na entrada do inversor

A taxa de desempenho ou *performance ratio* (PR) de um sistema é a relação, expressa em porcentagem, entre a produtividade (kWh/kWP) e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m<sup>2</sup> incidentes no painel fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (MARION *et al.*, 2005).

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{H(t)}{G(ref)}} \quad (10)$$

Onde:

$PR$  é a razão de performance (índice de desempenho)

$Y_F$  é a produtividade do sistema, em kWh/kWP

$H(t)$  é a irradiância sobre o sistema, em kW<sub>P</sub>

$G(ref)$  é a irradiância de referência, 1.000 W/m<sup>2</sup>

A taxa de desempenho de um sistema contabiliza toda as perdas de eficiência considerando o aumento da temperatura do módulo, variação da irradiância, sujidade, perdas nas conexões, descasamento, perdas de conversão no inversor e outras perdas (IEA, 2014). Segundo Benedito (2009)

este índice é bastante útil porque representa a real capacidade de fornecimento de energia elétrica através da conversão da energia solar.

As plantas fotovoltaicas podem atingir uma taxa de eficiência média de 80% até 90% ao longo de um ano (IEA, 2014). Este índice permite a análise de eficiência global do sistema fotovoltaico instalado. Com essa análise é possível atuar sobre um fator de perda específico, como sujeidade, limpando os módulos em período de tempo adequados, elevando o desempenho do sistema e sua eficiência (PINHO; GALDINO, 2014).

### 3.2 SISTEMA IFSC

Funcionando plenamente desde o dia 19 de outubro de 2017, a Usina Fotovoltaica conta com 229 módulos solares instalados no telhado do campus, além de cinco inversores, e uma capacidade de gerar 8.400 kWh por mês, o equivalente ao consumo de 35 unidades residenciais. A expectativa é que a produção de energia solar resulte em uma economia de 40% na conta de energia do Campus. Os módulos foram instalados pela empresa Alba Energia e Automação, de Minas Gerais, vencedora da licitação realizada em 2016. (IFSC, 2017).

O campus de Criciúma do IFSC foi inaugurado em 29/11/2010 e conta com estrutura de mais de 7.500 m<sup>2</sup>, em terreno de 48.000 m<sup>2</sup>. Em sua estrutura física há 10 salas de aula, 26 laboratórios, biblioteca, cantina, quadra coberta, auditório e sede para grêmios estudantil e centros acadêmicos. Ainda neste ano de 2017 devem ser iniciadas as obras de ampliação, com a construção de mais um bloco com aproximadamente 1.000 m<sup>2</sup> e 10 salas de aula. Atualmente o campus oferece os cursos técnicos em edificações, mecatrônica, química e eletrotécnica. Na graduação há oferta de engenharia mecatrônica, licenciatura em química e, a partir de 2018, engenharia civil. Além desses cursos regulares há ofertas eventuais de especializações e de cursos de formação inicial e continuada. Seu quadro de servidores conta com 41 técnicos administrativos em educação – TAEs, e 63 docentes. No primeiro semestre de 2017 se registrou 997 matrículas, sendo que já receberam alguma titulação mais de 1.500 estudantes (IFSC, 2011).

A usina solar fotovoltaica instalada nos telhados dos blocos A, B e C da instituição teve sua conclusão e entrada em operação em outubro de 2017. A



referida usina, de 73,28kWp, conta com 5 inversores e 229 módulos solares, conforme especificações na Tabela 1 e 2 a seguir.

**Tabela 1** - Especificação dos inversores da usina solar fotovoltaica

<i>INVERSORES</i>	
<i>Quantidade</i>	5
<i>Potência nominal (KVA)</i>	15
<i>Faixa de tensão de operação</i>	220/127 V
<i>Corrente Nominal (A)</i>	41,6 A
<i>Fator de Potência</i>	> 0,99 ind/cap
<i>Rendimento</i>	98,1%
<i>Fabricante</i>	FRONIUS
<i>Modelo</i>	SYMO 15.0-3-M
<i>Frequência de operação</i>	60 Hz
<i>Máxima tensão de saída</i>	270 V
<i>Resfriamento</i>	VENTILAÇÃO FORÇADA

Fonte: da autora (2019)

Os módulos utilizados no sistema fotovoltaico são fabricados pela CANADIAN SOLAR, sendo que o modelo é CS6K-320P. Foram inseridos 229 módulos de 37,1 V, como pode ser visto na Tabela 2.

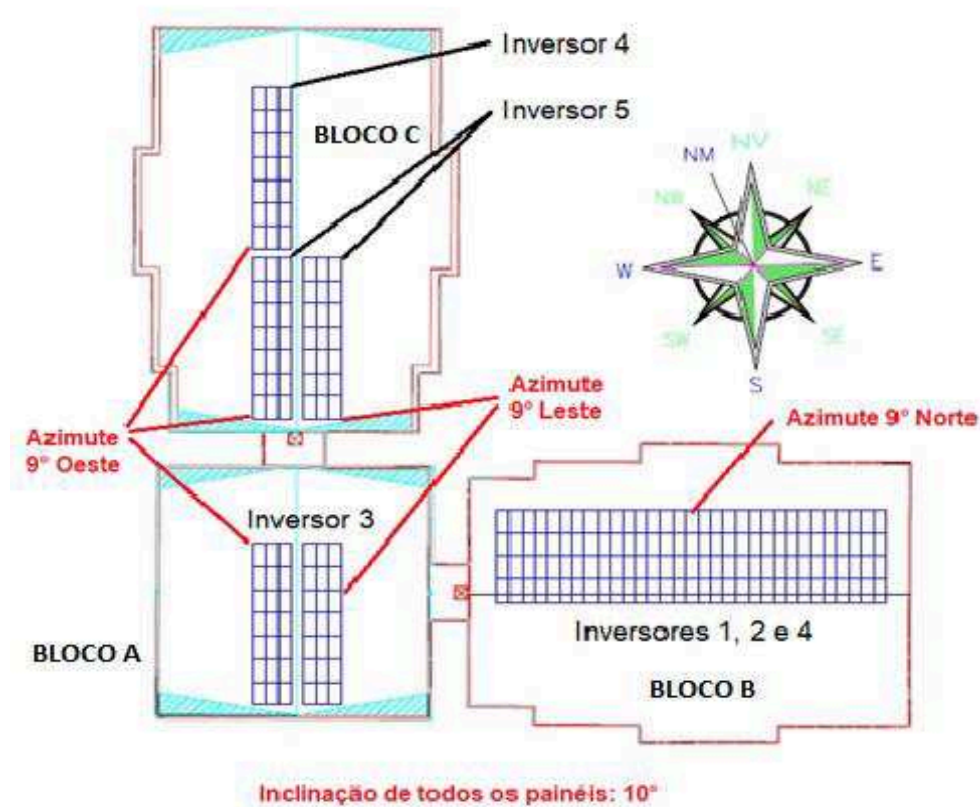
**Tabela 2** - Especificação dos módulos solares do sistema analisado

<i>MÓDULOS SOLARES</i>	
<i>Quantidade</i>	229
<i>Potência nominal (KW)</i>	0,320
<i>Tensão de operação</i>	37,1 Vdc
<i>Corrente Nominal (A)</i>	8,66
<i>Área Bruta</i>	2 m <sup>2</sup>
<i>Rendimento</i>	16,57%
<i>Fabricante</i>	CANADIAN SOLAR
<i>Modelo</i>	CS6K-320P
<i>Produção mensal</i>	43,63 kWh/mês
<i>Classificação</i>	A

Fonte: Da autora (2019)

A disposição dos arranjos de módulos nos telhados da edificação se dá conforme a Figura 2.

**Figura 2** - Disposição dos arranjos de módulos fotovoltaicos nos telhados do campus.



Fonte: (Adaptado de Alba Engenharia Ltda.)

**Figura 3** - Localização dos módulos no IFSC – Criciúma.



Fonte: Projeto IFSC Câmpus Criciúma.

Os 229 módulos solares, os quais cobrem cerca de 450m<sup>2</sup> dos telhados, foram organizados em *strings* (células fotovoltaicas interconectadas em série) e conectados aos inversores de modo a haver uma distribuição próxima de potência entre os mesmos. A Tabela 3 que demonstra essa organização é apresentada a seguir.

**Tabela 3** - Distribuição das strings nos inversores e respectivas potências.

<i>Inversores</i>	<i>Módulos</i>	<i>Strings</i>	<i>Potência (kWp)</i>	<i>FDI</i>
<i>Inversor 1</i>	42	2 x 21 módulos	13,44	1.12
<i>Inversor 2</i>	62	2 x 21 + 1 x 20 módulos	19,84	0.76
<i>Inversor 3</i>	42	2 x 21 módulos	13,44	1.12
<i>Inversor 4</i>	41	1 x 21 + 1 x 20 módulos	13,12	1.14
<i>Inversor 5</i>	42	2 x 21 módulos	13,44	1.12
<i>Total</i>	229		73,28	

Fonte: Da autora (2019)

Devido a inexistência dos modelos de módulos e inversores utilizados no sistema real, foram utilizados modelos semelhantes no *software* SAM. Na Tabela 4 e 5 é possível analisar as especificações dos módulos e inversores escolhidos, respectivamente.

**Tabela 4** - Especificação dos módulos utilizados na simulação.

<i>MÓDULOS SOLARES</i>	
<i>Quantidade</i>	229
<i>Potência nominal (KW)</i>	0,320
<i>Tensão de operação</i>	37,1 Vdc
<i>Corrente Nominal (A)</i>	8,66
<i>Área Bruta</i>	2 m <sup>2</sup>
<i>Rendimento</i>	16,57%
<i>Fabricante</i>	CANADIAN SOLAR
<i>Modelo</i>	CS6K-320P
<i>Produção mensal</i>	43,63 kWh/mês
<i>Classificação</i>	A

Fonte: Da autora (2019)

**Tabela 5** - Especificação dos inversores utilizados na simulação.

<i>INVERSORES</i>	
<i>Quantidade</i>	5
<i>Potência nominal (KVA)</i>	15
<i>Faixa de tensão de operação</i>	220/127 V
<i>Corrente Nominal (A)</i>	41,6 A
<i>Fator de Potência</i>	> 0,99 ind/cap
<i>Rendimento</i>	98,1%
<i>Fabricante</i>	FRONIUS
<i>Modelo</i>	SYMO 15.0-3-M
<i>Frequência de operação</i>	60 Hz
<i>Máxima tensão de saída</i>	270 V
<i>Resfriamento</i>	VENTILAÇÃO FORÇADA

Fonte: Da autora (2019)

### 3.3 SOFTWARE SAM

O SAM é um software gratuito desenvolvido pela NREL em parceria com *Sandia National Laboratories* com o objetivo de fomentar a implementação e estudo de sistemas fotovoltaicos, simulando o retorno em energia elétrica, o retorno financeiro de acordo com o dimensionamento e dados econômicos utilizados (SAM, 2016).

O NREL desenvolve tecnologias relacionadas à energia limpa e eficiência energética, com desenvolvimento em ciência e engenharia fornecendo conhecimento e inovação para a integração de sistemas de conversão de energia em todas as escalas. O NREL apresenta pesquisa no campo de transporte sustentável, hidrogênio, biocombustível, integração de fontes alternativas na rede, geração distribuída de energia, baterias, estocagem térmica de energia, análise energética, e no campo de energia renovável: energia geotérmica, eólica e solar. A área de pesquisa em sistema fotovoltaico é direcionada para o melhoramento da eficiência de conversão da célula fotovoltaica, para o desenvolvimento de técnicas que diminuem o custo final do sistema fotovoltaico e para o aumento da confiabilidade do sistema. (NREL, 2016).

Este software calcula a performance técnica e econômica de projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede baseado no design, no dimensionamento do sistema e o modelo financeiro que o sistema está inserido (SAM, 2016).

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para melhor compreensão, os resultados são divididos em três subseções. A primeira subseção apresenta os resultados referentes aos subsistemas com diferentes valores de Fator de Dimensionamento do Inversor a partir dos indicadores de desempenho, a segunda subseção apresenta os resultados pertinentes a influência do ângulo azimutal e a terceira subseção apresenta uma comparação entre os dados reais e de simulação.

### 4.1 ANÁLISE DE FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSOR

Para análise dos Fatores de dimensionamento de inversor, os inversores 1 e 2, com FDI 1,12 e 0,76, respectivamente, foram utilizados para comparação. Os índices de desempenho foram determinados a partir de dados obtidos pela simulação. Devido à não existência de dados meteorológicos para o local do sistema fotovoltaico localizado na cidade de Criciúma, Florianópolis foi escolhido para representar esta região.

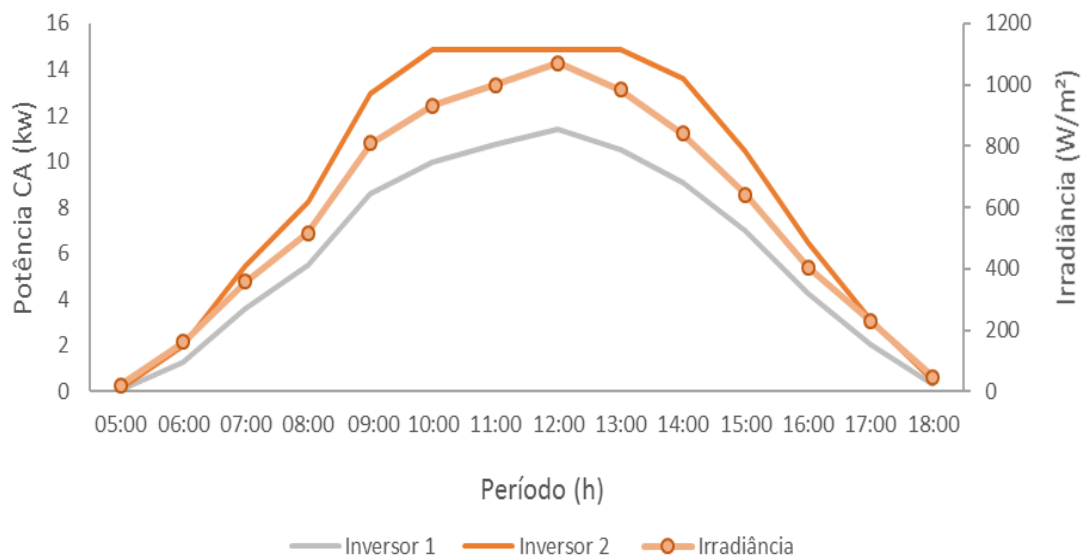
Conforme estudos de Roversi e Rampinelli (2018), essa aproximação é válida pois a variação espacial da média diária anual da radiação solar é de apenas 5% para o Sul de Santa Catarina. Para a realização da simulação utilizando o software SAM foi necessário definir parâmetros como localização, dados sobre o recurso solar, módulos e inversor utilizados e o dimensionamento do sistema.

A partir dos dados de simulação, dois dias típicos foram escolhidos para representar cada situação. O primeiro caso, apresentado nas Figuras 4 e 5, é representado por um dia típico ensolarado no verão, em que o limite da potência de saída do inversor foi superado.

Analisando a Figura 4, observa-se que a curva de potência do inversor 2 apresenta um efeito de corte de potência. Isso ocorre pelo fato do gerador fotovoltaico ter gerado uma quantidade de potência que o inversor não é capaz de processar, pois ultrapassou seu limite de potência. Desta forma, todo valor de potência excedente a sua potência nominal de saída, será grampeado para

seu valor nominal de saída. O pico de irradiância foi de aproximadamente  $1100 \text{ W/m}^2$ . A proteção contra sobrecarga do inversor atua entre 10h e 14h e a potência foi limitada a cerca de  $14,5 \text{ kW}$  durante esse período.

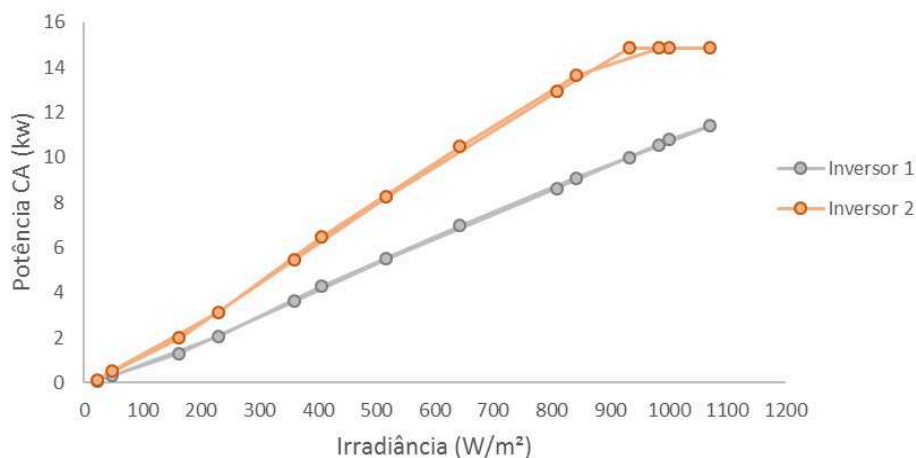
**Figura 4** – Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 2 em um dia ensolarado no verão.



Fonte: Da autora (2019)

A correlação apresentada na Figura 5, entre a potência CA e a irradiância é linear para o inversor 1, demonstrando que esse subsistema não sofreu a limitação de potência. Para o inversor 2, a correlação é linear de  $250 \text{ W/m}^2$  a  $900 \text{ W/m}^2$ . A partir deste nível, a potência permanece limitada em cerca de  $14,5 \text{ kW}$ , consequência da limitação na potência de saída.

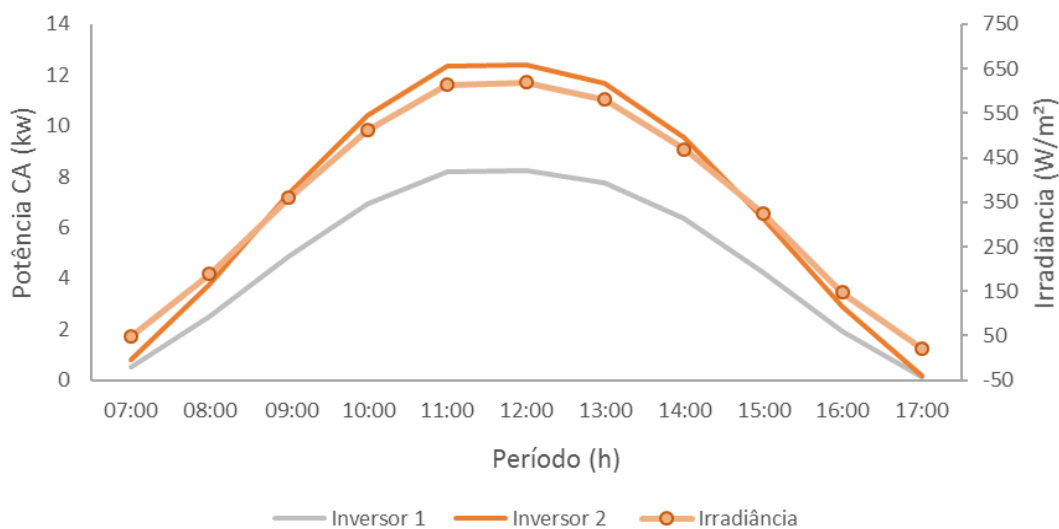
**Figura 5** - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no verão.



Fonte: Da autora (2019)

Para um dia típico ensolarado de inverno, não houve sobrecarga ou superaquecimento do inversor nos subsistemas analisados, como pode ser visto na Figura 6. A irradiância máxima é de cerca de 600 W/m<sup>2</sup>, enquanto a potência máxima alcançada pelo subsistema 1 é de cerca de 8 kW e 12 kW para o subsistema 2.

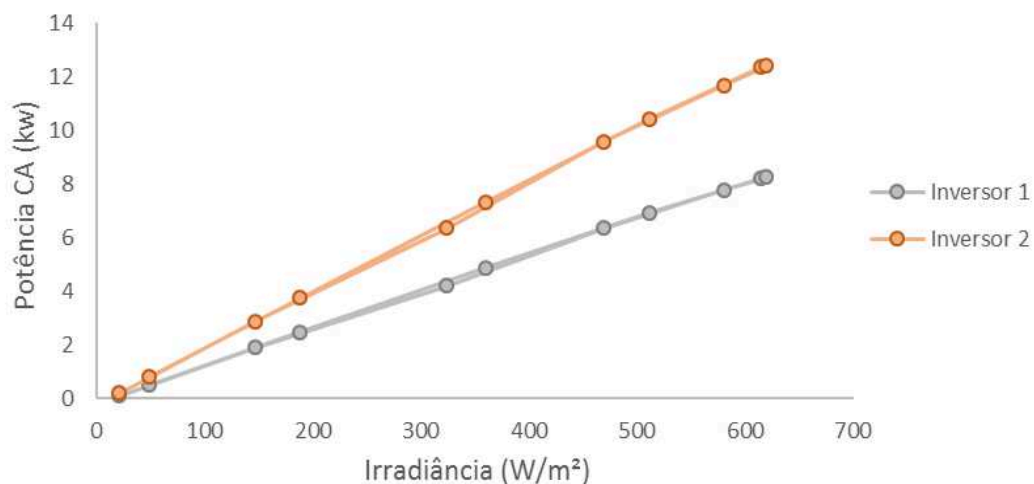
**Figura 6** – Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 2 em um dia ensolarado de inverno.



Fonte: Da autora (2019)

Analisando a Figura 7, a correlação entre a potência CA e a irradiância é linear para os dois subsistemas em um dia típico ensolarado de inverno.

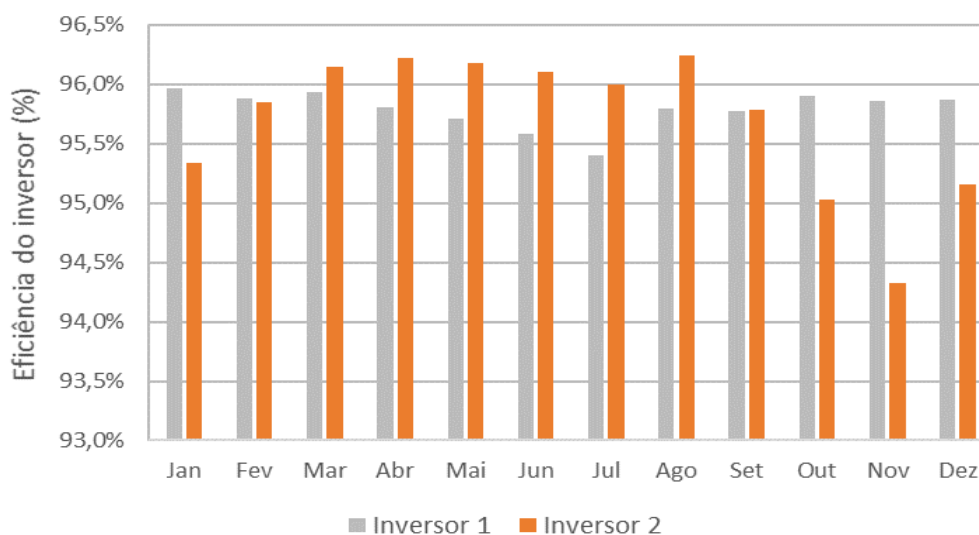
**Figura 7** - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no inverno.



Fonte: Da autora (2019)

Outro índice importante para ser analisado é a eficiência do inversor e do sistema. A análise da eficiência dos inversores pode ser vista na Figura 8.

**Figura 8** - Eficiência dos inversores 1 e 2.

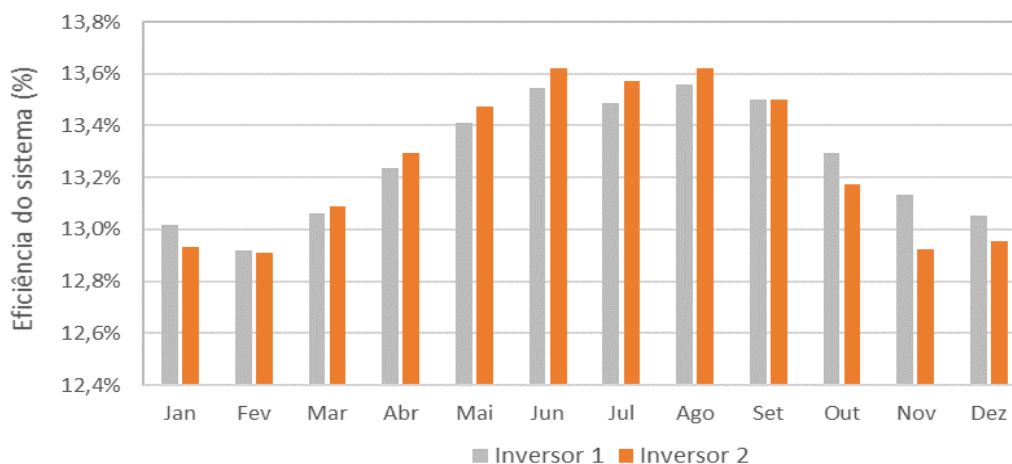


Fonte: Da autora (2019)



Percebe-se que a eficiência do inversor 2 é menor nos meses de verão, devido os cortes de potência. Em contrapartida, nos meses de inverno, sua eficiência é maior. O mesmo acontece na análise da eficiência do sistema, apresentada na Figura 9.

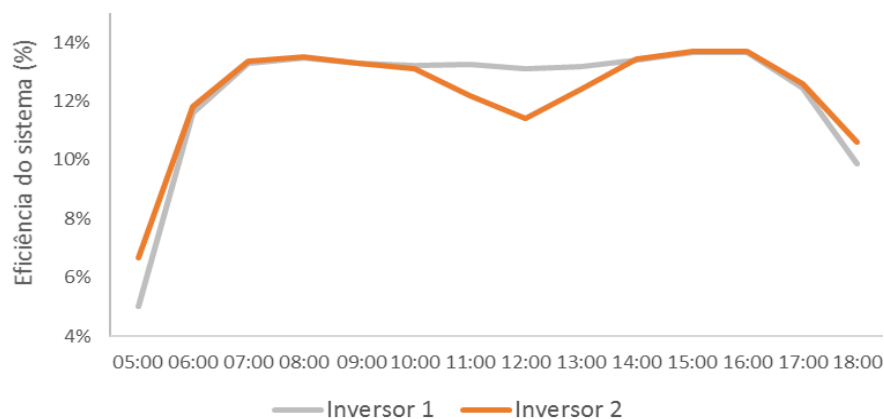
**Figura 9** - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 2.



Fonte: Da autora (2019)

A eficiência do sistema em um dia típico ensolarado de verão pode ser analisada na Figura 10. Este indicador é afetado pela limitação de potência que ocorre devido ao subdimensionamento do inversor 2 e diminui nos horários de maiores irradiações.

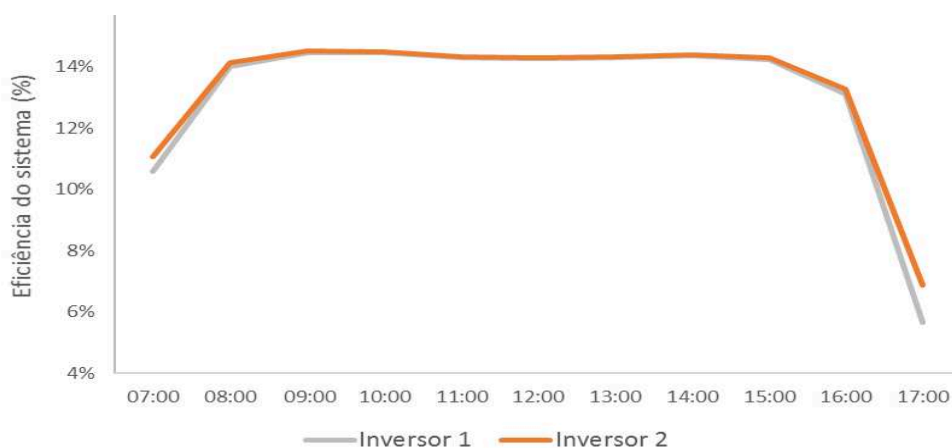
**Figura 10** - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 2 em um dia típico ensolarado de verão.



Fonte: Da autora (2019)

Em um dia típico ensolarado de inverno, a limitação não acontece pois os níveis de irradiância são menores. Na Figura 11 é possível verificar que a eficiência do sistema dos subsistemas 1 e 2 se comportam de forma similar nesses dias típicos.

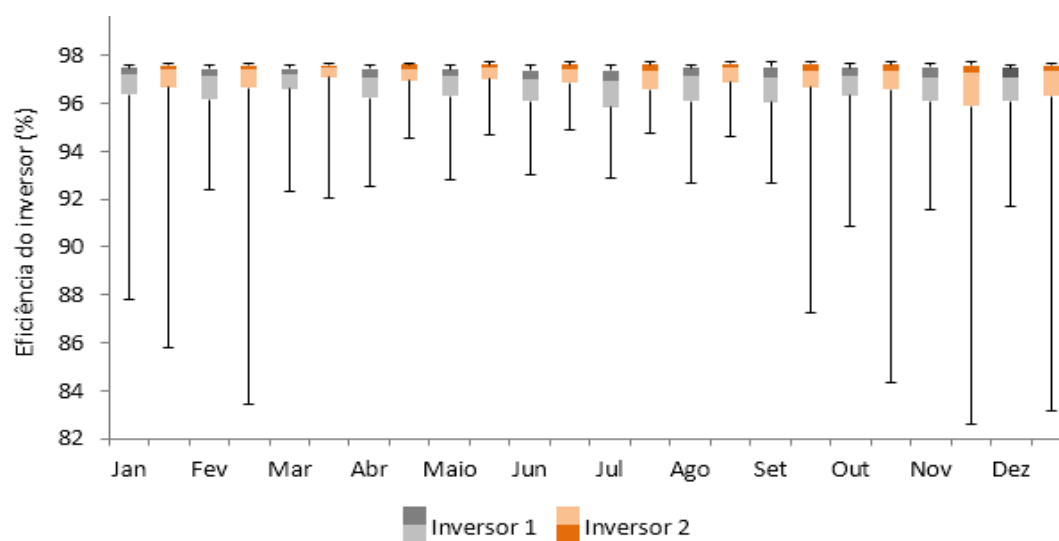
**Figura 11** - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 2 em um dia típico ensolarado de inverno.



Fonte: Da autora (2019)

A Figura 12 apresenta a distribuição horária da eficiência dos inversores.

**Figura 12** - Análise horária da eficiência do inversor 1 e 2.

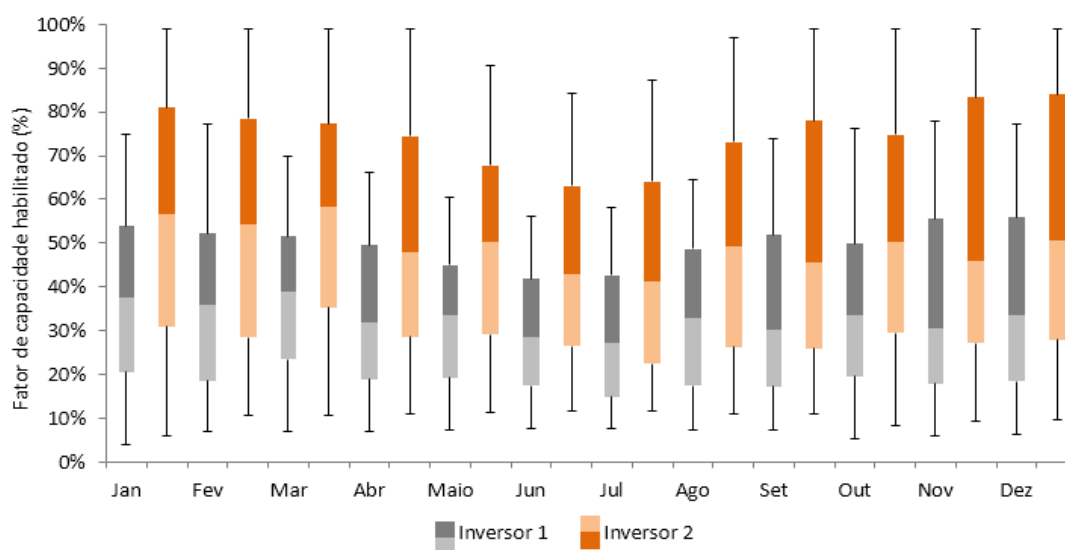


Fonte: Da autora (2019)

Pode-se analisar que, praticamente 75% do tempo da operação dos inversores, eles operam com eficiência de 96%, aproximadamente. O inversor 2 tem eficiências mínimas menores no verão porque ele opera por um tempo um pouco maior, em períodos de irradiância menores.

A Figura 13 apresenta a análise horária do fator de capacidade habilitado para os subsistemas 1 e 2.

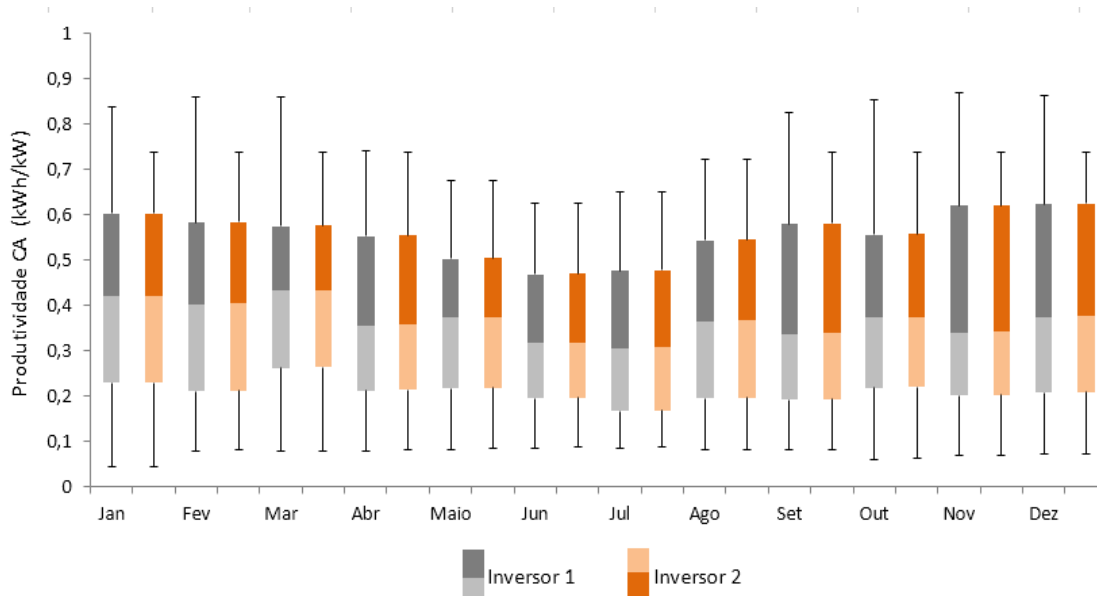
**Figura 13** - Análise horária do fator de capacidade habilitado do inversor 1 e 2.



Fonte: Da autora (2019)

De acordo com a definição deste indicador de desempenho, que leva em conta a potência do inversor e a energia elétrica entregue à rede, verifica-se que o inversor 2, apresenta maior potência de gerador, então, na média mensal anual, a sua energia elétrica entregue à rede é maior, elevando seu valor de fator de capacidade habilitado em comparação ao inversor 1.

No entanto, na análise horária da produtividade CA dos subsistemas, vista na Figura 14, é possível afirmar que o inversor 1 apresenta produtividades maiores, principalmente nos meses de maiores níveis de irradiância.

**Figura 14** - Análise horária da produtividade CA do inversor 1 e 2.

Fonte: Da autora (2019)

No mês de fevereiro, por exemplo, o subsistema 1 apresentou uma produtividade horária máxima de aproximadamente 0,9 kWh/kW, enquanto o subsistema 2, alcançou uma produtividade menor que 0,75 kWh/kW. A diferença diminui nos meses de abril até agosto, onde a produtividade dos dois subsistemas é muito semelhante. Isso ocorre pois nesses meses não acontece as limitações de potencia no subsistema 2.

Analisando a Tabela 6, verifica-se que a média mensal anual do fator de capacidade para os inversores 1 e 2, são, respectivamente, 15,99% e 15,96%, apresentando uma diferença irrelevante na média mensal anual. Verificando os valores mensais, o inversor 1 apresenta maior fator de capacidade nos meses de maior incidência solar (Janeiro, Fevereiro, Outubro, Novembro e Dezembro). Esse resultado é esperado, pois nesses meses ocorre com maior frequência os cortes na potência no inversor subdimensionado, diminuindo sua eficiência e fator de capacidade.

Ao analisar o fator de capacidade habilitado na Tabela 6, verifica-se que o inversor 1 apresentou uma média mensal anual de 14,31% e o inversor 2 apresentou uma média mensal anual de 21,47%.

**Tabela 6** - Dados do fator de capacidade em Corrente Alternada para inversor 1 e 2.

MÊS	INVERSOR 1		INVERSOR 2	
	FATOR DE CAPACIDADE	FATOR DE CAP. HABILITADO	FATOR DE CAPACIDADE	FATOR DE CAP. HABILITADO
	(%)	(%)	(%)	(%)
JAN	20,12	18,04	19,99	26,89
FEV	18,53	16,62	18,52	24,91
MAR	18,46	16,55	18,49	24,88
ABR	15,19	13,62	15,25	20,52
MAI	12,93	11,60	12,99	17,48
JUN	11,45	10,27	11,51	15,48
JUL	10,83	9,71	10,90	14,66
AGO	13,92	12,49	13,99	18,82
SET	14,74	12,80	14,75	19,84
OUT	17,26	15,48	17,10	23,01
NOV	19,05	17,08	18,75	25,22
DEZ	19,45	17,44	19,30	25,97
MÉDIA	15,99	14,31	15,96	21,47
DESVIO PADRÃO	3,10	2,80	3,02	4,06

Fonte: Da autora (2019)

A média mensal anual do inversor 2 é, aproximadamente, 33% maior que a média do inversor 1. Este resultado é esperado, uma vez que o subsistema 2 tem uma potência de gerador fotovoltaico maior que a potência do subsistema 1. A Tabela 7 apresenta os dados da produtividade em corrente alternada e continua dos subsistemas 1 e 2.

**Tabela 7** - Dados da produtividade CA E CC para inversor 1 e 2.

MÊS	INVERSOR 1		INVERSOR 2	
	PRODUTIVIDADE CC (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CA (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CC (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CA (kWh/kW)
	JAN	155,98	149,69	155,98
FEV	129,85	124,51	129,85	124,46
MAR	143,12	137,31	143,12	137,60
ABR	114,14	109,35	114,14	109,82
MAI	100,51	96,20	100,51	96,66
JUN	86,24	82,43	86,24	82,88
JUL	84,45	80,57	84,45	81,07
AGO	108,13	103,59	108,13	104,06
SET	110,84	106,16	110,84	106,17
OUT	133,91	128,42	133,91	127,26
NOV	143,09	137,17	143,09	134,97
DEZ	150,94	144,71	150,94	143,62
MÉDIA	121,77	116,67	121,77	116,44
DESVIOPADRÃO	23,48	22,64	23,48	22,03

Fonte: Da autora (2019)

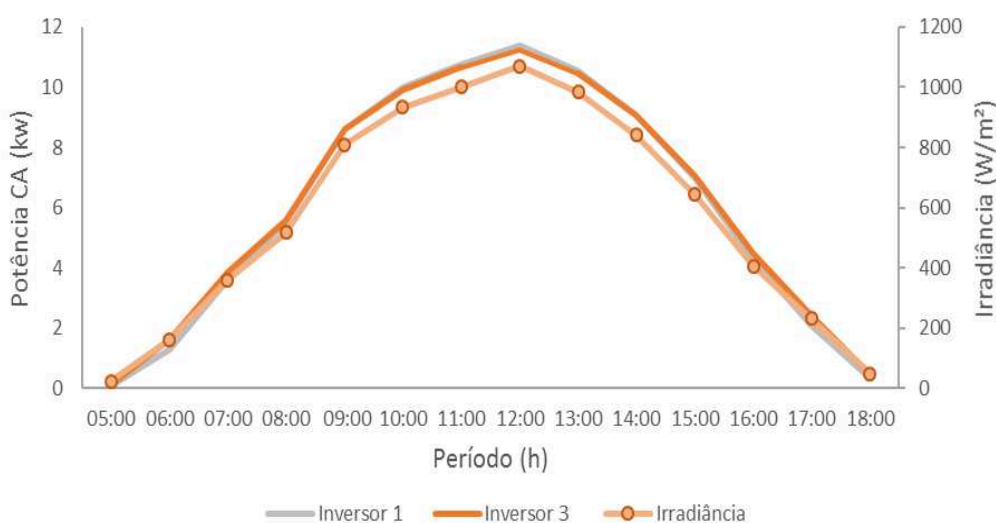
Para o índice de produtividade entre os dois subsistemas, verifica-se que as médias anuais, apresentam valores semelhantes, com pequenas variações de um subsistema para o outro. Mesmo com a pequena variação, verifica-se que a produtividade do subsistema 1 é maior que a produtividade do subsistema 2, indicando que a produtividade não é influenciada com o fator de dimensionamento do inversor.

#### 4.2 INFLUÊNCIA DO ÂNGULO DE AZIMUTE

A análise também foi realizada comparando os inversores com diferentes ângulos azimutais, com o objetivo de avaliar a influência deste fator nos índices de desempenho. Para isso, os inversores 1 e 3, que apresentam Fator de Dimensionamento de Inversor igual a 1,12, foram utilizados para comparação. O inversor 5 poderia ter sido escolhido pois é similar ao subsistema 3.

A orientação do subsistema 1 é Norte e o subsistema 3 possui orientações no Leste e Oeste. A Figura 15 apresenta a relação da potência e irradiância em um dia típico ensolarado para o inversor 1 e 3

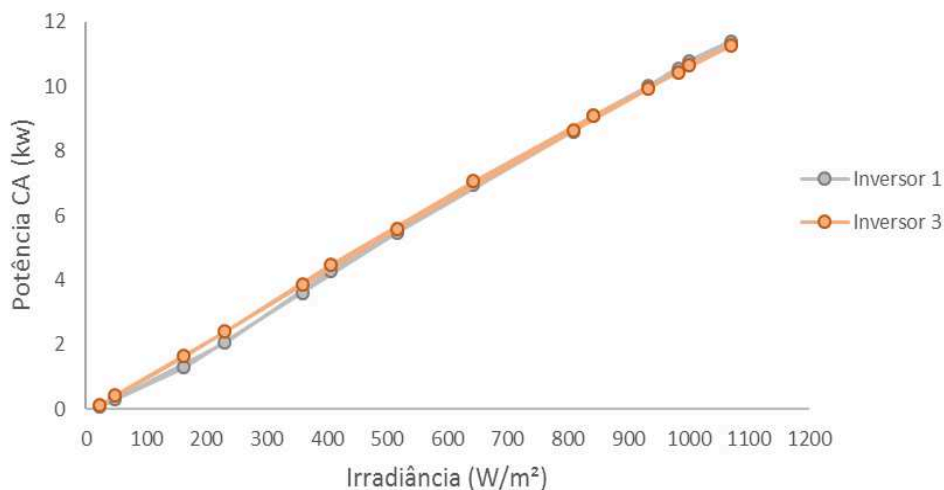
**Figura 15** - Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 3 em um dia ensolarado no verão.



Fonte: Da autora (2019)

Comparando com a mesma relação entre os subsistemas 1 e 2 (Figura 4), verifica-se que neste caso, não ocorre a limitação de potência no inversor. A Figura 16 apresenta uma correlação entre a potência CA e irradiância para um dia ensolarado de verão

**Figura 16** - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no verão.



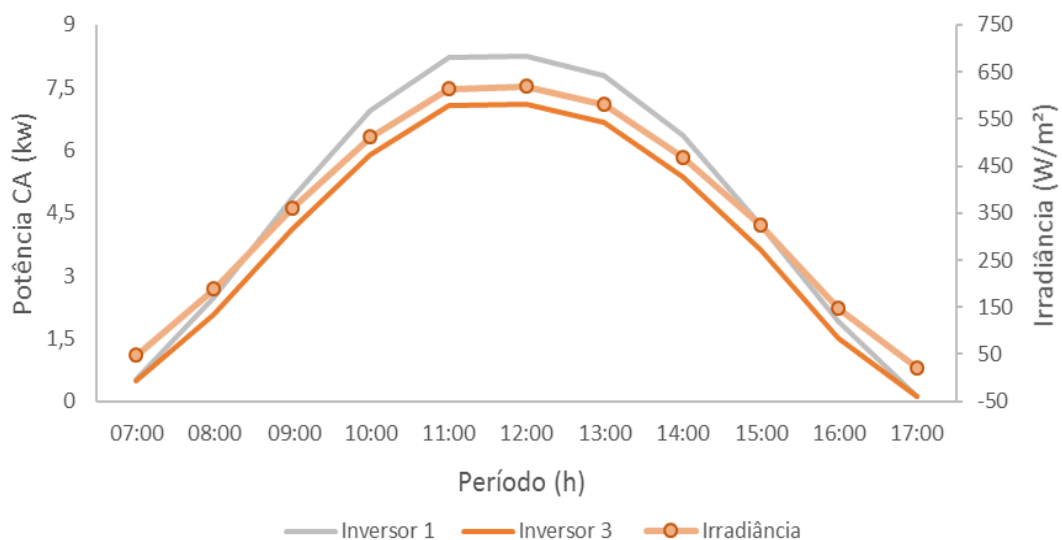
Fonte: Da autora (2019)

O subsistema 1 e 3 apresentam uma correlação linear e muito similar. Vale ressaltar que os dois subsistemas estão posicionados numa inclinação de apenas 10°, então as diferenças nos índices de desempenho não serão tão significantes.

Analisando um dia típico ensolarado de inverno, avalia-se que nessa estação, as diferenças são maiores entre as potências geradas dos subsistemas. Esse resultado era esperado porque no inverno a posição solar é diferente, aumentando as diferenças nas orientações dos subsistemas e consequentemente, nos índices de desempenho.

A Figura 17 apresenta a relação de potência CA e irradiância entre os dois subsistemas em um dia ensolarado de inverno.

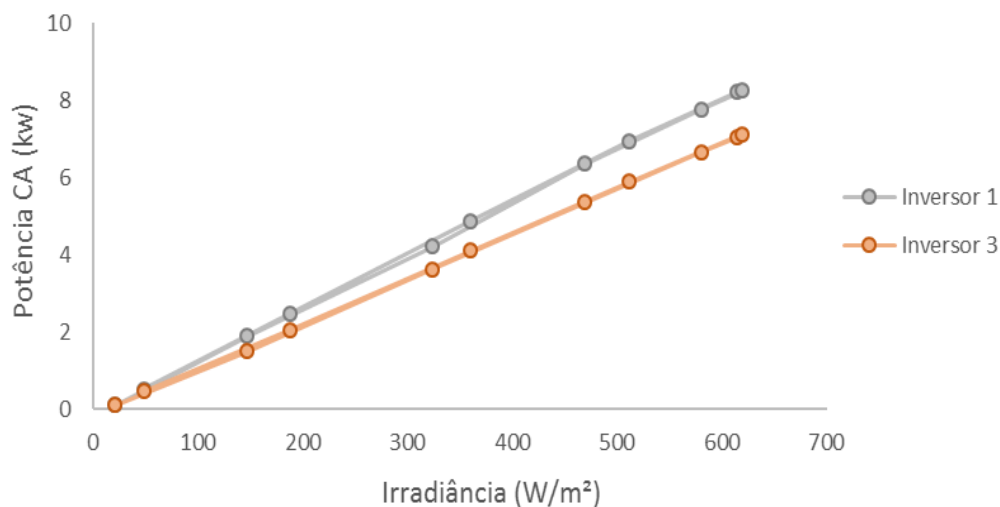
**Figura 17** - Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 3 em um dia ensolarado no inverno.



Fonte: Da autora (2019)

Nesse dia típico, o pico de irradiância é de aproximadamente 600 W/m<sup>2</sup>. O subsistema 1 alcançou uma potência CA de cerca de 8 kW, enquanto o subsistema 2, alcançou uma potência da ordem de 7 kW. A orientação dos módulos é o fator responsável pela diferença de aproximadamente 10% entre os subsistemas em questão.

**Figura 18** - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no inverno.

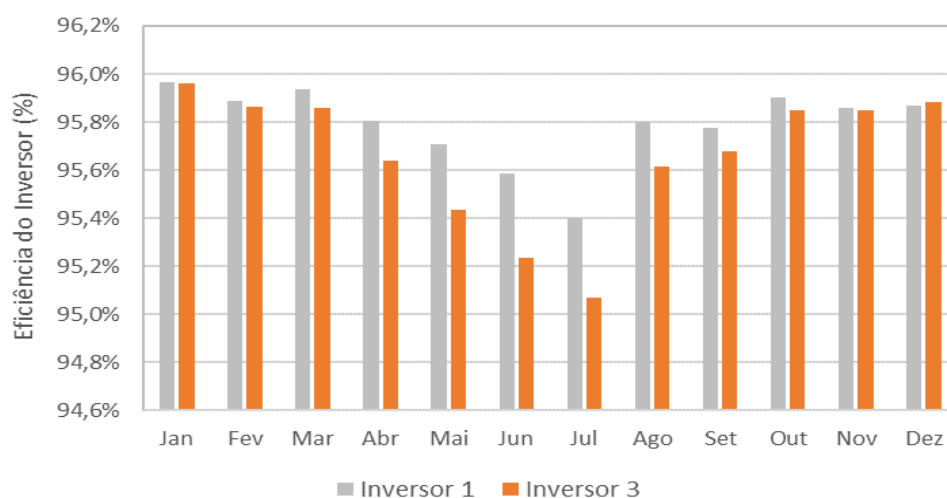


Fonte: Da autora (2019)



A Figura 19 apresenta os valores de eficiência de inversor para os dois subsistemas em análise. A eficiência do inversor 1 é maior que o inversor 3, principalmente nos meses de inverno, confirmando a importância da escolha correta da orientação do sistema. Os módulos do sistema 1 estão na orientação ideal para o sistema, já os módulos do inversor 3 estão em ângulos com um pequeno desvio azimutal em relação ao ângulo ótimo.

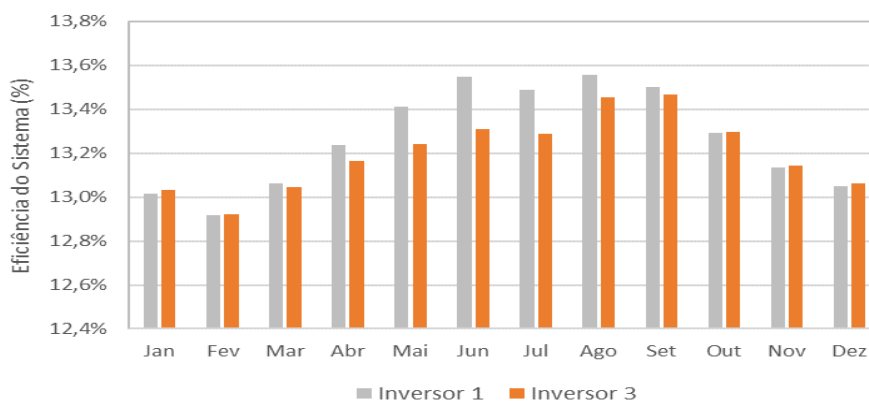
**Figura 19** - Eficiência do inversor para o inversor 1 e 3.



Fonte: Da autora (2019)

A eficiência do sistema apresentada na Figura 20 responde de uma forma semelhante a eficiência do inversor.

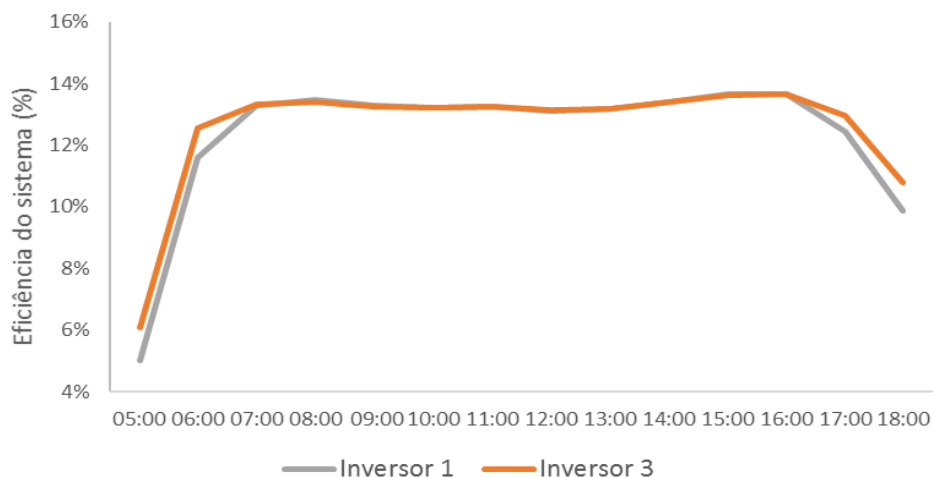
**Figura 20** - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 3



Fonte: Da autora (2019)

A eficiência do sistema para os subsistemas 1 e 3 pode ser vista na Figura 21. Na análise temporal da eficiência do sistema em um dia típico ensolarado de verão, não se verifica diferenças significativas entre os dois subsistemas. Ou seja, as diferentes orientações não influenciam na eficiência do sistema em um dia de verão.

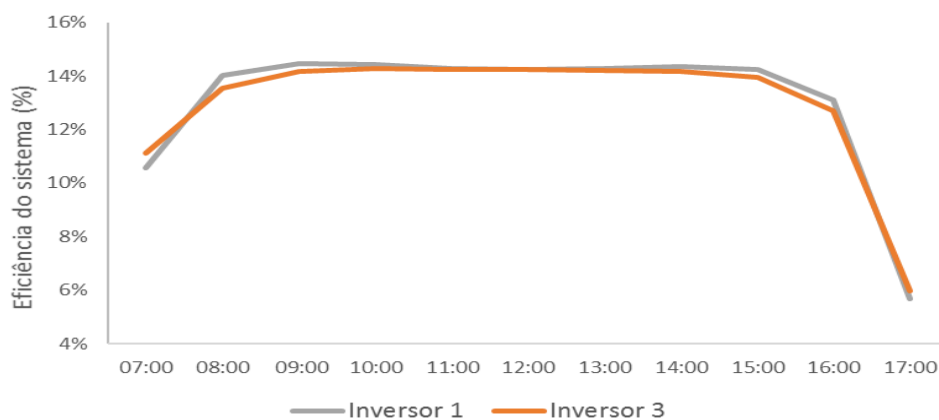
**Figura 21** - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 3 em um dia típico ensolarado de verão.



Fonte: Da autora (2019)

O mesmo acontece para a eficiência do sistema em um dia típico ensolarado de inverno, como poder ser analisado na Figura 22.

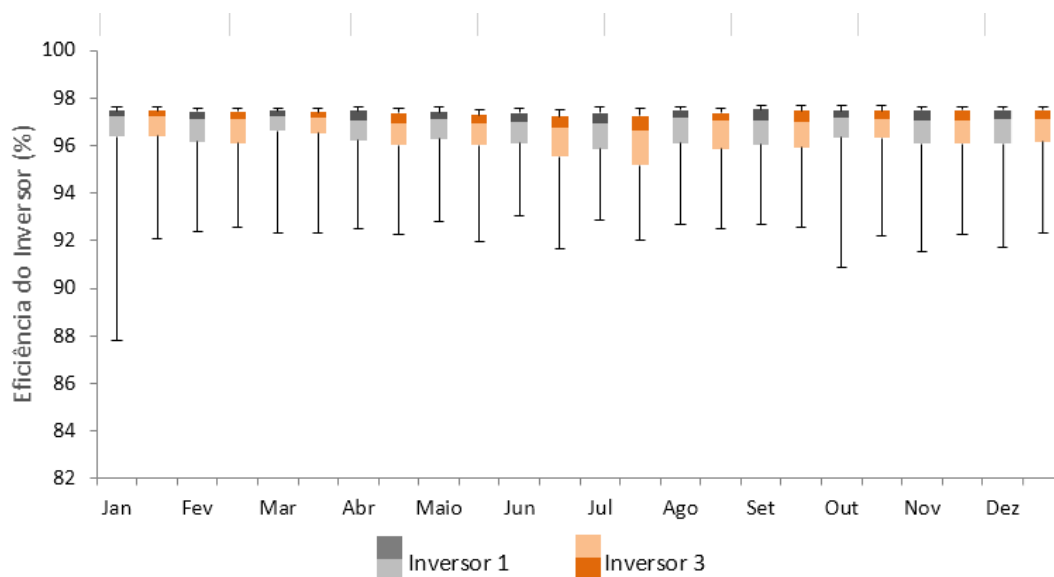
**Figura 22** - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 3 em um dia típico ensolarado de inverno.



Fonte: Da autora (2019)

A Figura 23 apresenta a análise horária da eficiência do inversor para os dois subsistemas em questão.

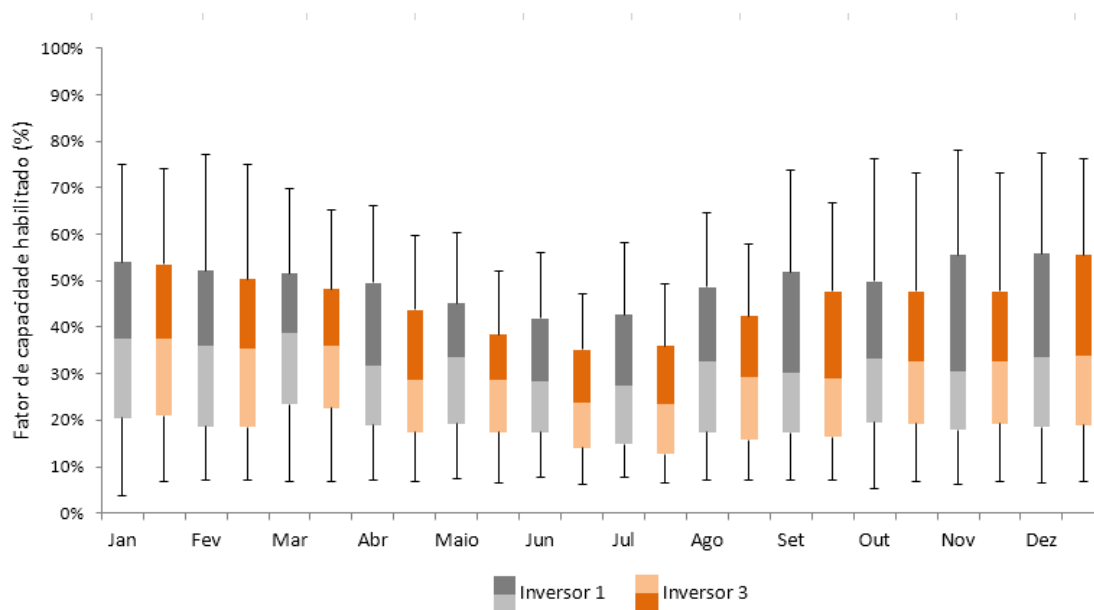
**Figura 23** - Análise horária da eficiência do inversor 1 e 3.



Fonte: Da autora (2019)

A Figura 24 apresenta a análise horária para o fator de capacidade habilitado dos subsistemas 1 e 3.

**Figura 24** - Análise horária do fator de capacidade habilitado do inversor 1 e 3.

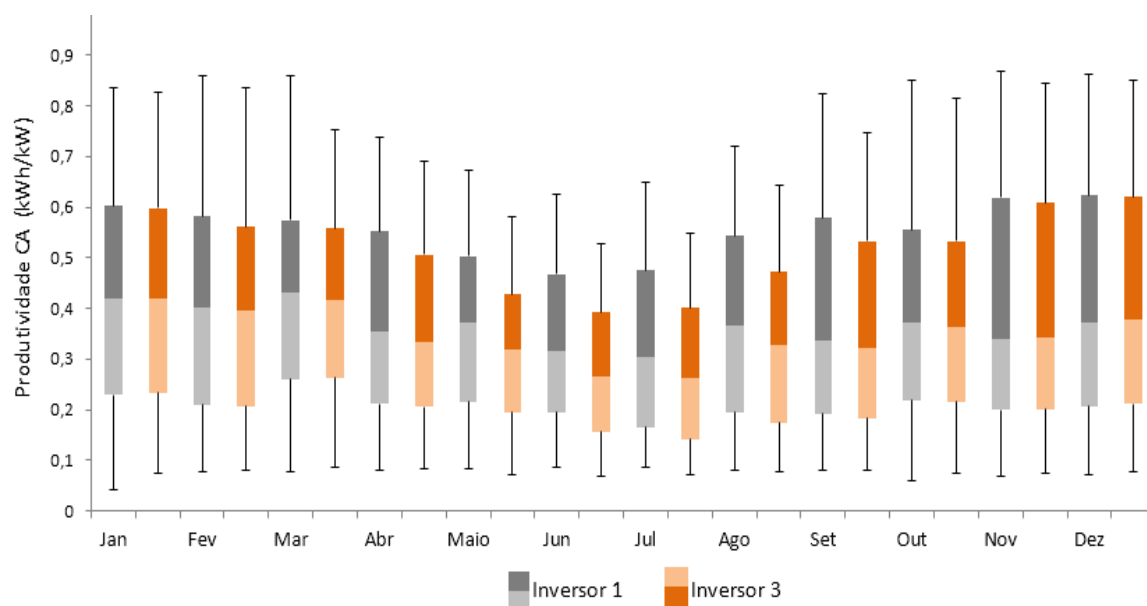


Fonte: Da autora (2019)

O inversor 1 apresenta indicadores maiores na maioria dos meses. O valor mínimo acontece no mês de janeiro, com fator de capacidade habilitado menor que 5%, enquanto o valor máximo acontece nos meses de fevereiro e novembro para o subsistema 1, com valores de aproximadamente 80%.

A análise horária da produtividade CA em corrente alternada para os subsistemas 1 e 3 pode ser feita através da Figura 25. Como já era esperado, o inversor 1 apresenta o indicador de produtividade maior em todos os meses do ano. Nos meses de inverno, a diferença entre a produtividade dos dois subsistemas é ainda maior. Este resultado se deve a outro fator que influencia na produção de energia: a posição do sol no céu nas diferentes estações do ano.

**Figura 25** - Análise horária da produtividade em corrente alternada para os subsistemas 1 e 3.



Fonte: Da autora (2019)

A Tabela 8 apresenta os dados do fator de capacidade em corrente alternada para o inversor 1 e 3. As médias anuais dos fatores de capacidade CA para o inversor 1 e 3, são, respectivamente 15,99% e 15,03%. Entretanto, a diferença aumenta quando observado o fator de capacidade habilitado. Há

uma significativa dispersão dos dados para esse indicador, sendo 14,31% para o inversor 1 e 13,48% para o inversor 2. Segundo Kormann *et al.* (2014), os SFCRs instalados no Brasil apresentam FC entre 13% e 18 %, assim, os dois subsistemas em análise estão dentro da faixa esperada.

**Tabela 8** - Dados do fator de capacidade em Corrente Alternada para inversor 1 e 3.

MÊS	INVERSOR 1		INVERSOR 3	
	FATOR DE CAPACIDADE (%)	FATOR DE CAP. HABILITADO (%)	FATOR DE CAPACIDADE (%)	FATOR DE CAP. HABILITADO (%)
JAN	20,12	18,04	20,18	18,09
FEV	18,53	16,62	18,12	16,25
MAR	18,46	16,55	17,33	15,54
ABR	15,19	13,62	13,62	12,21
MAI	12,93	11,60	11,00	9,86
JUN	11,45	10,27	9,51	8,53
JUL	10,83	9,71	9,18	8,23
AGO	13,92	12,49	12,34	11,06
SET	14,74	12,80	13,76	12,34
OUT	17,26	15,48	16,72	15,00
NOV	19,05	17,08	18,95	16,99
DEZ	19,45	17,44	19,62	17,60
MÉDIA	15,99	14,31	15,03	13,48
DESVIO PADRÃO	3,10	2,80	3,79	3,31

Fonte: Da autora (2019).

A Tabela 9 apresenta as médias mensais e anuais dos indicadores de desempenho de produtividade CC e CA dos subsistemas 1 e 3.

As médias anuais da produtividade em corrente alternada dos subsistemas 1 e 3 apresentadas nas Tabelas 9 confirmam a importância do dimensionamento na orientação ideal dos sistemas fotovoltaicos. O inversor 1, posicionado na orientação norte apresentou uma média de produtividade em corrente alternada de 116,67 kWh/kW, enquanto o subsistema 3 apresentou uma média anual de 109,59 kWh/kW.

**Tabela 9** - Dados da produtividade CA e CC para inversor 1 e 3.

MÊS	INVERSOR 1		INVERSOR 3	
	PRODUTIVIDADE CC (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CA (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CC (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CA (kWh/kW)
<b>JAN</b>	155,98	149,69	156,42	150,11
<b>FEV</b>	129,85	124,51	127,04	121,79
<b>MAR</b>	143,12	137,31	134,51	128,93
<b>ABR</b>	114,14	109,35	102,51	98,04
<b>MAI</b>	100,51	96,20	85,74	81,82
<b>JUN</b>	86,24	82,43	71,87	68,45
<b>JUL</b>	84,45	80,57	71,83	68,29
<b>AGO</b>	108,13	103,59	95,99	91,78
<b>SET</b>	110,84	106,16	103,54	99,06
<b>OUT</b>	133,91	128,42	129,82	124,43
<b>NOV</b>	143,09	137,17	142,32	136,41
<b>DEZ</b>	150,94	144,71	152,27	146,00
<b>MÉDIA</b>	121,77	116,67	114,49	109,59
<b>DESVIO PADRÃO</b>	23,48	22,64	28,61	27,63

Fonte: Da autora (2019)

## 4.2 ANÁLISE COMPARATIVA DE DADOS SIMULADOS E REAIS

Neste tópico do trabalho é feito uma breve análise e comparação dos dados reais que foram disponibilizados pelo monitoramento online do sistema do fabricante dos inversores e os dados de simulação através do *software* SAM.

### 4.3.1 Subsistema 1

Para o subsistema 1, primeiramente avaliou-se os dados de irradiância solar simulados e os reais. A Tabela 10 apresenta esses dados mensais em um ano e a diferença entre eles. Verifica-se, então, que a qualidade das medições pode ser diferente e o intervalo de interpolação/medição também diferente, o que leva a uma heterogeneidade dos dados de radiação solar para o mesmo sistema. O mês com maior diferença nos dados de irradiância é em outubro, com 25,18%. Vale destacar que os dados medidos representam um

ano específico enquanto que os dados de radiação solar do SAM representam um TMY (ano meteorológico típico).

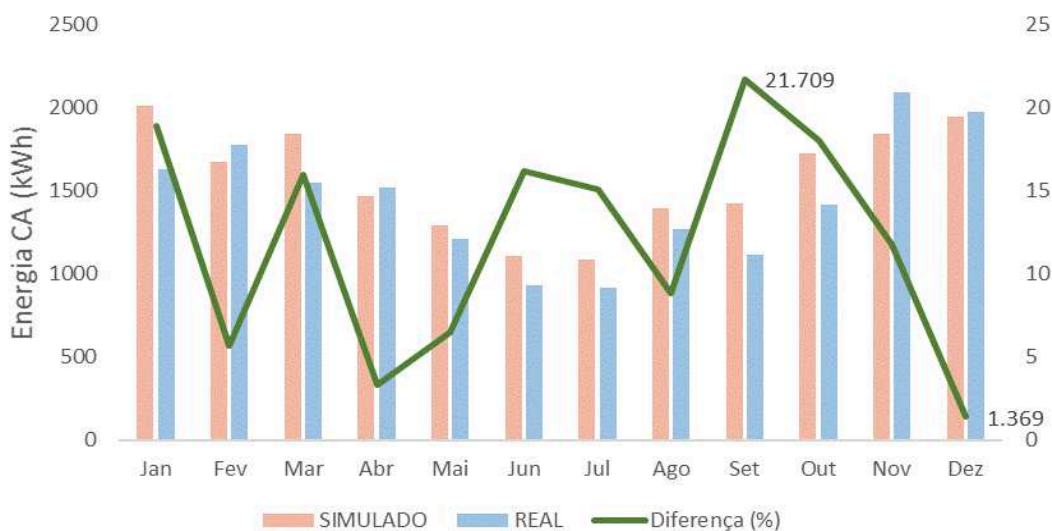
**Tabela 10** - Diferença entre a irradiância solar (kWh/m<sup>2</sup>) simulada e real para o subsistema 1.

MÊS	SIMULADO	REAL	DIFERENÇA (%)
JAN	191,24	155,57	18,65
FEV	160,28	156,44	2,39
MAR	174,79	140,24	19,77
ABR	137,35	145,01	5,28
MAI	119,28	116,56	2,27
JUN	101,18	89,17	11,87
JUL	99,31	86,82	12,58
AGO	127,05	117,45	7,56
SET	130,75	99,47	23,92
OUT	160,64	120,19	25,18
NOV	173,67	164,32	5,39
DEZ	184,35	168,91	8,38

Fonte: Da autora (2019)

A Figura 26 apresenta a diferença entre a energia elétrica gerada a partir dos dados de simulação e reais.

**Figura 26** – Diferença entre a energia elétrica gerada (kWh) a partir de dados de simulação e reais para o subsistema 1.



Fonte: Da autora (2019)

As maiores diferenças aconteceram nos meses de setembro e outubro, alcançando aproximadamente 22%. Esse comportamento se explica devido as diferenças de irradiância que também aconteceram nesses meses. No mês de dezembro os dados de simulação e reais são bem semelhantes, com diferença de apenas 1,37%.

A avaliação da eficiência do sistema para ambos os dados também foi feita e pode ser vista na Tabela 11. Percebe-se que em apenas 4 meses do ano as diferenças são maiores que 5%. O mês de maior diferença é em novembro (16,85%).

**Tabela 11** - Diferença entre a eficiência do sistema nos dados simulados e reais para o subsistema 1.

MÊS	SIMULADO	REAL	DIFERENÇA(%)
JAN	0,1302	0,1302	0,06
FEV	0,1292	0,1408	8,27
MAR	0,1306	0,1373	4,90
ABR	0,1324	0,1302	1,66
MAI	0,1341	0,1288	3,92
JUN	0,1355	0,1293	4,53
JUL	0,1349	0,1315	2,54
AGO	0,1356	0,1342	0,98
SET	0,1350	0,1395	3,20
OUT	0,1329	0,1461	9,02
NOV	0,1313	0,1580	16,85
DEZ	0,1305	0,1450	9,98

Fonte: Da autora (2019)

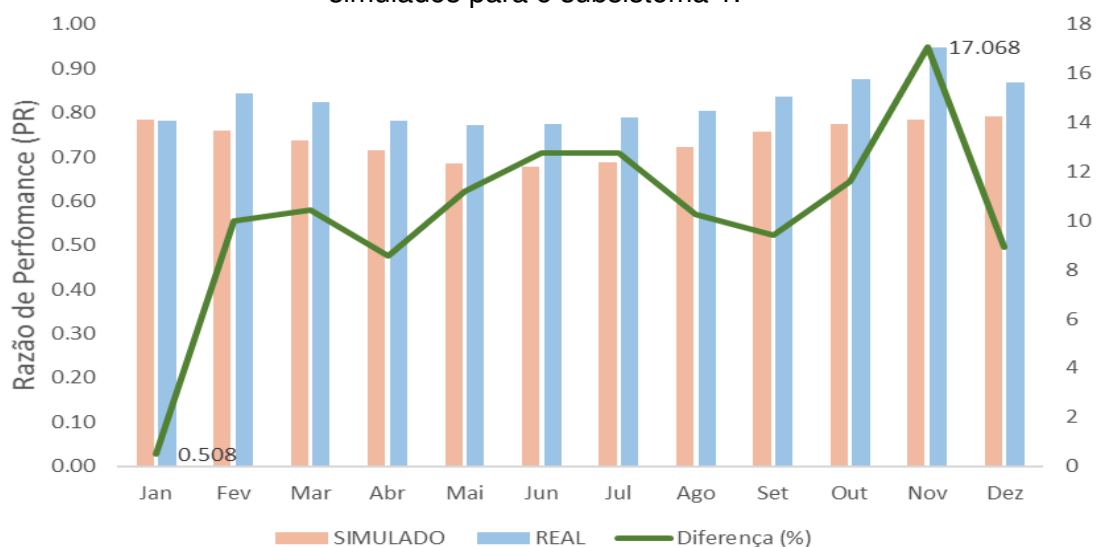
A diferença da Razão de Performance (PR) entre os dados simulados e reais pode ser vista na Figura 27. A maior diferença acontece no mês de novembro e a menor no mês de janeiro, 17,068% e 0,508% respectivamente. O erro na média anual do PR é de 10,29%.

A Razão de Performance (PR) leva em consideração as perdas no sistema, então, pode-se concluir que as diferenças encontradas entre resultados oriundos das simulações e os dados disponibilizados pelo



monitoramento dos inversores devem-se às diferenças entre as perdas padronizadas utilizadas pelo simulador e as perdas reais dos sistemas fotovoltaicos. As perdas podem ser por sujeira, queda de tensão, eficiência do inversor, temperatura, entre outras.

**Figura 27** - Diferença da Razão de Performance (PR) entre os dados reais e simulados para o subsistema 1.



Fonte: Da autora (2019)

#### 4.3.2 Subsistema 2

O subsistema 2 se refere ao sistema subdimensionado. Os valores de irradiância solar para os dados simulados e reais são avaliados na Tabela 12. Assim como para o subsistema 1, as maiores diferenças entre os valores estão nos meses de setembro e outubro, com erros de 23,89% e 25,15%, respectivamente. Vale ressaltar que a grande variação de irradiância média mensal ocorre porque as bases de dados têm diferentes períodos de observações e por isto a comparação fica prejudicada.

Como consequência das diferenças entre os valores de irradiância média mensal, a energia gerada dos dados simulados e reais também se diferenciam. Os meses que apresentam maiores porcentagens de diferença, são nos meses de setembro e outubro, mesmos meses que apresentaram maiores diferenças de irradiância média mensal.

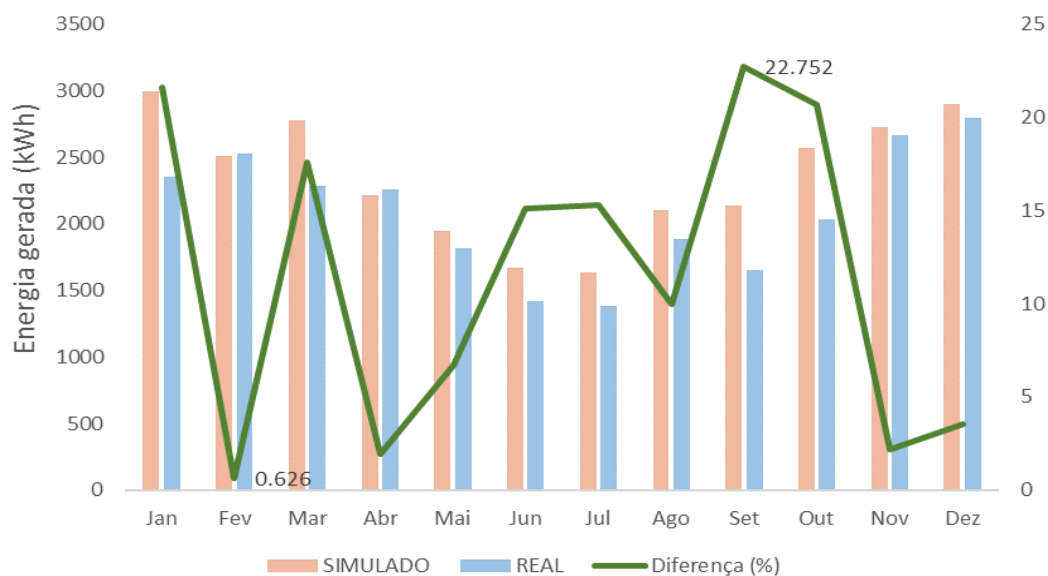
**Tabela 12** - Diferença entre a irradiância solar (kWh/m<sup>2</sup>) simulada e real para o subsistema 2.

MÊS	SIMULADO	REAL	DIFERENÇA(%)
JAN	191,16	155,57	18,62
FEV	160,21	156,44	2,35
MAR	174,72	140,23	19,74
ABR	137,29	145,00	5,32
MAI	119,23	116,56	2,23
JUN	101,13	89,16	11,83
JUL	99,27	86,82	12,54
AGO	127,00	117,44	7,52
SET	130,69	99,46	23,89
OUT	160,57	120,18	25,15
NOV	173,60	164,31	5,35
DEZ	184,28	168,90	8,34

Fonte: Da autora (2019)

No mês de fevereiro os valores se aproximam e apresentam uma diferença de apenas 0,626%. A energia gerada é maior nos dados simulados em todos os meses do ano pois nesse caso não leva em consideração algumas perdas no sistema, como pode ser visto na Figura 28.

**Figura 28** - Diferença entre a Energia gerada (kWh) nos dados de simulação e reais para o subsistema 2.



Fonte: Da autora (2019)

A eficiência do sistema para os dados simulados e reais apresentam variações menores, como pode ser visto na Tabela 13. Apesar de nos meses de outubro novembro e dezembro as diferenças serem maiores que 5%, a variação ainda pode ser considerada mínima.

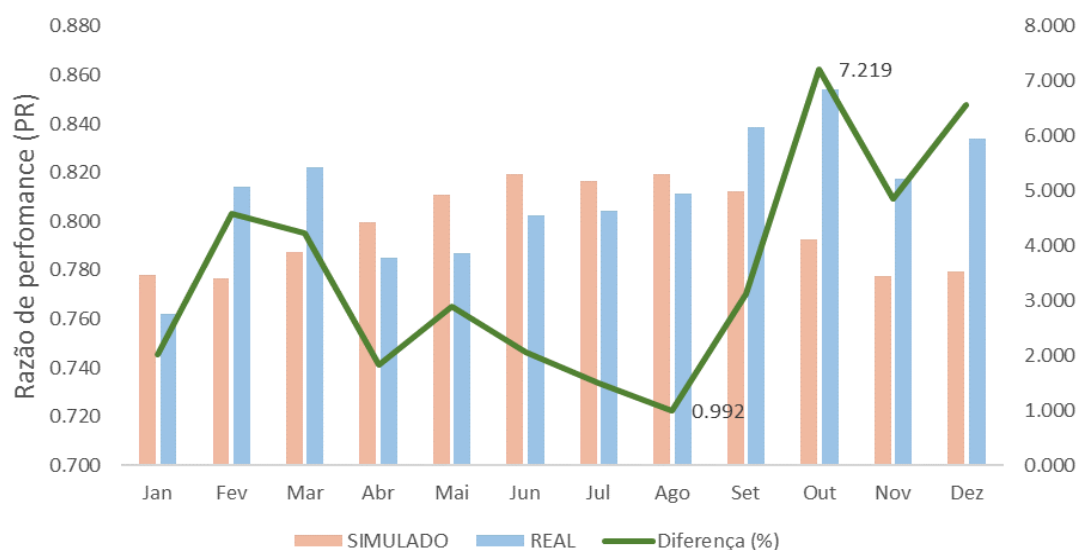
**Tabela 13** - Diferença entre a eficiência do sistema a partir dos dados simulados e reais para o subsistema 2.

<b>MÊS</b>	<b>SIMULADO</b>	<b>REAL</b>	<b>DIFERENÇA(%)</b>
<b>JAN</b>	0,1293	0,1271	1,70
<b>FEV</b>	0,1291	0,1358	4,91
<b>MAR</b>	0,1309	0,1371	4,55
<b>ABR</b>	0,1329	0,1309	1,50
<b>MAI</b>	0,1348	0,1313	2,58
<b>JUN</b>	0,1362	0,1339	1,73
<b>JUL</b>	0,1357	0,1341	1,17
<b>AGO</b>	0,1362	0,1353	0,66
<b>SET</b>	0,1350	0,1399	3,45
<b>OUT</b>	0,1317	0,1424	7,53
<b>NOV</b>	0,1292	0,1363	5,19
<b>DEZ</b>	0,1295	0,1391	6,87

Fonte: Da autora (2019)

O índice de razão de performance também é utilizado para avaliar o subsistema 2. Ao analisar a Figura 29, verifica-se que a PR mensal pela simulação, esta coerente quando comparada com a média dos dados obtidos a partir do *software* SAM, pois tem-se somente uma diferença de no máximo 7,2%. A média de diferença anual é 7,22%.

**Figura 29** - Diferença entre a Razão de Performance (PR) entre os dados reais e simulados para o subsistema 2.



Fonte: Da autora (2019)

### 4.3.3 Subsistema 3

O último subsistema a ser analisado apresenta valores de irradiância solar que podem ser vistos na Tabela 14. As diferenças continuam sendo maiores nos meses de setembro e outubro, 18,69 e 22,76%, respectivamente.

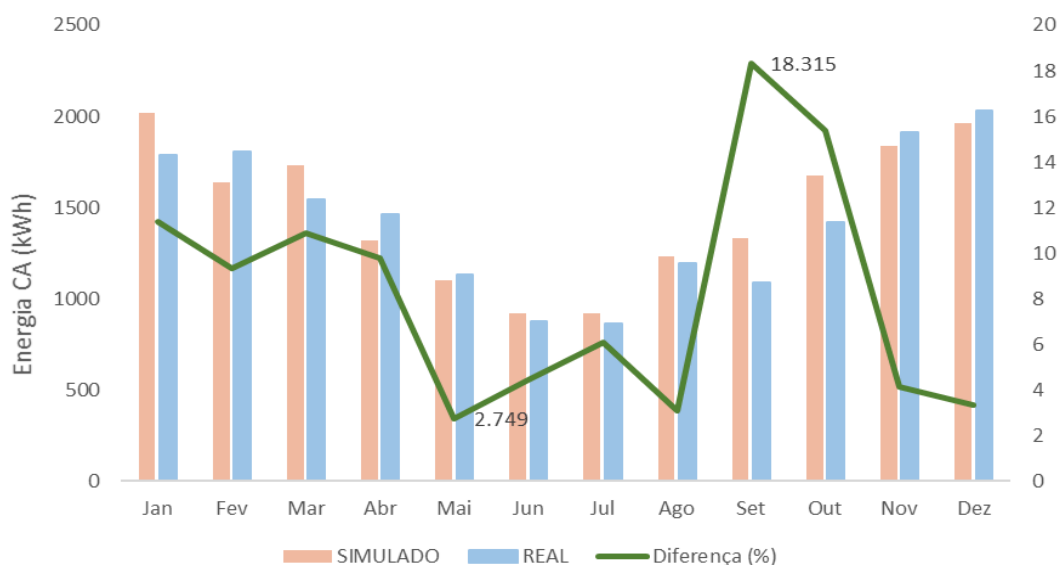
**Tabela 14** - Diferença entre a irradiância solar (kWh/m<sup>2</sup>) simulada e real para subsistema 3.

MÊS	SIMULADO	REAL	DIFERENÇA (%)
JAN	191,49	155,57	18,76
FEV	156,71	156,44	0,17
MAR	164,36	140,24	14,68
ABR	123,83	145,01	14,61
MAI	102,75	116,56	11,85
JUN	85,51	89,17	4,10
JUL	85,46	86,82	1,57
AGO	113,44	117,45	3,41
SET	122,33	99,47	18,69
OUT	155,60	120,19	22,76
NOV	172,60	164,32	4,80
DEZ	185,82	168,91	9,10

Fonte: Da autora (2019)

Ponderando-se a Figura 30, comparação entre a simulação e os dados reais de energia elétrica gerada, teve-se a maior diferença em porcentagem, de 18,315%. As incompatibilidades entre os dados encontrados nestes meses ocorreram devido à disparidade entre os dados de irradiância solar vistos na Tabela 14. Os meses de maiores diferenças continuam sendo em setembro e outubro. Portanto, conforme avaliação da Figura, os erros encontrados exibem boa compatibilidade entre os resultados apresentando somente 4 meses com erro acima de 10% (janeiro, março, setembro e outubro). Entre os meses de maio a agosto o erro médio é de aproximadamente 4%.

**Figura 30** - Diferença entre a Energia gerada (kWh) nos dados de simulação e reais para o subsistema 3.



Fonte: Da autora (2019)

A partir da Tabela 15 é possível verificar a diferença entre a eficiência do sistema para os dados simulados e reais. Três meses apresentaram um erro menor do que 5%, confirmando uma boa aproximação entre o caso real e o caso simulado. Os maiores erros apresentados foram de 12,46% em dezembro e 9,81% em fevereiro.

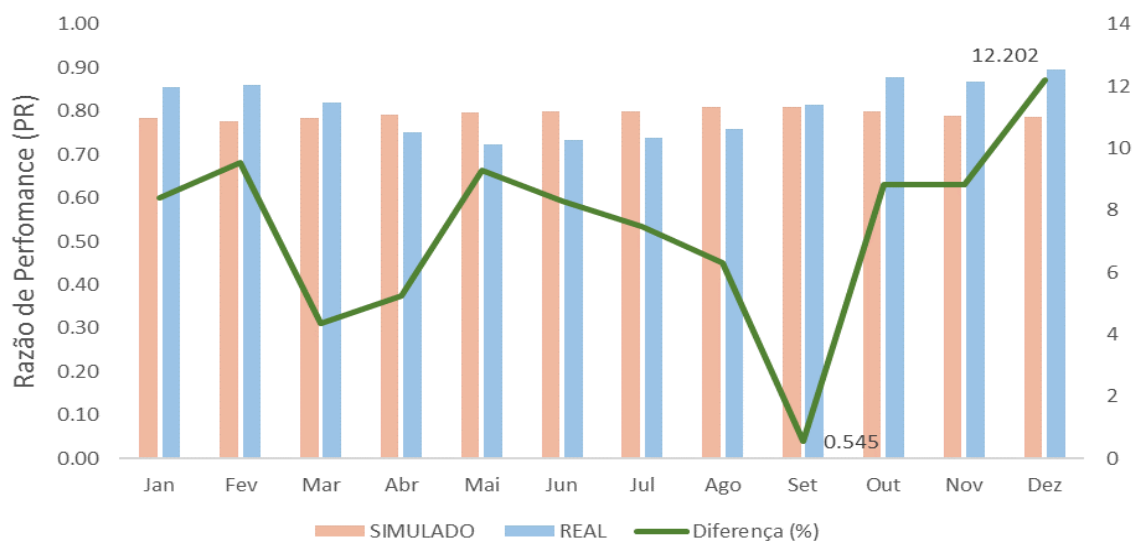
**Tabela 15-** Diferença entre a eficiência do sistema nos dados simulados e reais para o subsistema 3.

MÊS	SIMULADO	REAL	DIFERENÇA(%)
JAN	0,1303	0,1427	8,68
FEV	0,1292	0,1433	9,81
MAR	0,1304	0,1368	4,63
ABR	0,1317	0,1251	4,96
MAI	0,1324	0,1205	9,02
JUN	0,1331	0,1224	8,02
JUL	0,1329	0,1233	7,20
AGO	0,1345	0,1264	6,03
SET	0,1347	0,1358	0,84
OUT	0,1330	0,1463	9,09
NOV	0,1314	0,1445	9,09
DEZ	0,1306	0,1492	12,46

Fonte: Da autora (2019)

Com a Figura 31, é possível avaliar a diferença entre a razão de performance entre os dados reais e simulados do subsistema 3. O erro máximo é de 12,20% no mês de dezembro e o erro mínimo é de 0,545% em setembro. A média de diferença anual é 7,44%, demonstrando a proximidade dos dados simulados com os dados reais.

**Figura 31-** Diferença entre a Razão de Performance (PR) entre os dados reais e simulados para o subsistema 3.



Fonte: Da autora (2019)

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a análise de índices de desempenho de sistemas fotovoltaicos utilizando como base de estudo o Sistema Fotovoltaico em funcionamento no Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) localizado em Criciúma. Avaliou-se 2 inversores com Fatores de Dimensionamento de Inversor diferentes e mesma orientação e 2 inversores com orientações diferentes e FDI igual. Estes índices possuem o principal objetivo de monitorar e de avaliar sistemas fotovoltaicos independentemente de sua potência instalada. Apresentou-se a metodologia aplicada para a obtenção dos índices de mérito com dados obtidos a partir dos resultados de simulações realizadas pelo software *System Advisor Model* (SAM). Os índices obtidos caracterizaram os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos e o recurso disponíveis nos locais que estão instalados.

Conforme mostra a Figura 4, a utilização de inversores subdimensionados resultam em um corte de potência em dias típicos, diminuindo a eficiência do sistema. Para o fator de capacidade habilitado, o inversor 1 apresentou uma média mensal anual de 14,31% e o inversor 2, 21,47%, uma diferença de 33% entre elas. O fator de capacidade habilitado leva em consideração a potência do inversor e a energia elétrica entregue à rede. O inversor 2, apresenta maior potência de gerador, então, na média mensal anual, a sua energia elétrica entregue à rede é maior, elevando seu valor de fator de capacidade habilitado em comparação ao inversor 1

Analisando a média mensal anual dos fatores de capacidade CA do inversor 1 e 2, conclui-se que não houve diferença significativa. No entanto, quando analisado os valores mensais, o inversor 1 apresenta maior fator de capacidade em relação ao inversor 2 em 5 meses do ano. Esse resultado era esperado, pois nos meses com maior incidência solar, os cortes na potência ocorrem com maior frequência no inversor subdimensionado, diminuindo seu fator de capacidade em relação ao inversor 1. A partir da seguinte análise, conclui-se que o sobredimensionamento de um sistema é mais indicado para

que não ocorra as perdas de energia devido a limitação da potência do inversor.

As médias anuais para o fator de capacidade CA e fator de capacidade habilitado CA para o subsistema 1 foram, respectivamente: 15,99% e 14,31%. Os indicadores para o subsistema 2 apresentam os seguintes valores: 15,96% e 21,47%. Já para o subsistema 3, o fator de capacidade, em média anual, foi igual a 15,03 % e o fator de capacidade habilitado, também em média anual, corresponde 13,48%. Em relação à média brasileira de fator de capacidade (13 a 18 %) para SFCRs fixos, os subsistemas então dentro do esperado.

Analisando os subsistemas 1 e 3 orientados de forma diferente e com mesmo valor de fator de dimensionamento, observa-se que os índices de desempenho do subsistema 1 são maiores que os subsistemas 3, principalmente nos meses de inverno, confirmando a importância da escolha correta da orientação do sistema. Os módulos do sistema 1 estão na orientação ideal para o sistema, já os módulos do inversor 3 estão em orientação não ótima.

Através dos dados reais, foi possível realizar uma análise comparativa entre os dados de simulação do software SAM e os dados obtidos a partir do monitoramento online dos inversores do sistema. Os valores de irradiância apresentaram diferenças de aproximadamente 10% na média anual para cada subsistema analisado. Essa diferença na irradiância provocou a diferença nos valores de energia elétrica gerada para todos os subsistemas.

O índice Razão de Performance foi utilizado para avaliar as diferenças. Os erros entre os dados de média anual para o subsistema 1, 2 e 3, são 10,29%, 7,22%, e 7,44%, respectivamente. A Razão de Performance (PR) leva em consideração as perdas no sistema, então, pode-se concluir que as diferenças encontradas entre resultados oriundos das simulações e os dados disponibilizados pelo monitoramento dos inversores devem-se às diferenças entre as perdas padronizadas utilizadas pelo simulador e as perdas reais dos sistemas fotovoltaicos. As perdas podem ser por sujeira, queda de tensão, eficiência do inversor, temperatura, entre outras.



## **SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

- Análise da influência e do impacto da operação acima da potência nominal, na vida útil dos inversores;

## TRABALHOS PUBLICADOS

ROVERSI, Karoline; RAMPINELLI, Giuliano Arns; KROTH, Geóvio. **ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADOS À REDE INSTALADO EM UMA INSTITUIÇÃO DE ENSINO.** 2019. 8º SICT-SUL - SIMPÓSIO DE INTEGRAÇÃO CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA DO SUL CATARINENSE.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2019.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA RN 482: **Resolução Normativa Nº 482. Brasília: ANEEL, 2012a. 210 p.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2019.

ALBUQUERQUE, F. L., CAIXETA, G. G., MORAIS, A. J., SILVA, S. B., 2012. **Análise da Curva de Carga em Prédios Públicos com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Dotados de Compensação de Potência Reativa**. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 4., 2012. **Anais...** Goiânia: UFG, 2012. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/96699.PDF>. Acesso em: 08 jun. 2019

ANEEL. **Geração Distribuída - Regulamentação Atual e Processo de Revisão**, p. 27, 2019c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribu%C3%ADa+%E2%80%93+regulamenta%C3%A7%C3%A3o+atual+e+processo+de+revis%C3%A3o.pdf/3def5a2e-baef-bb59-2ce1-4f69a9cb2d88>. Acesso em: 10 jun. 2019.

ANEEL. **Quantidade de Sistemas de Geração Gistribuída no Brasil por Fonte, 2019b**. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp). Acesso em: 10 out. 2019.

ANEEL. **Revisão de Regras Para Geração Distribuída Será Discutida Nesta Quinta-feira (21/2) na ANEEL, 2019a**. Disponível em: [.http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/18040700](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/18040700). Acesso em: 25 jun. 2019.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório**. 2009. 110 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Escola Politécnica, Faculdade de Economia WEketrotécnica e Energia e Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/pt-br.php>. Acesso em: 25 jul. 2019.

BURGUER, B.; RUTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v.80, p.32-45, 2006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X05003099?via%3Dihub>. Acesso em: 25 jul. 2019.

DIAS, M. V. **Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras. Dissertação de Mestrado.** 2005 Itajubá.

FUSANO. **Análise Dos Índices De Mérito Do Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Do Escritório Verde Da Utfpr. 2013. 94 f.** TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013. Disponível em: <http://repositorio.roCAutfpr.edu.br/jspui/handle/1/997>. Acesso em: 25 jul. 2019.

GESTOR SOLAR. **Retrospectiva Mercado Geração Distribuída 2018 e perspectiva para 2019.** Disponível em: <http://www.gestorsolar.blog/retrospectiva-mercado-geracao-distribuida-2018-e-perspectiva-para-2019%ef%bb%bf/>. Acesso em: 15 jul. 2019.

IEA-PVPS. **Analysis Of Photovoltaic Systems.** St. Ursen: Report lea-pvps T2-01: 2000, 2000. 233 p.

IEA-PVPS. **Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems.** St. Ursen: Report lea-pvps T13-03:2014, 2014. 90 p.

IECON, 32., 2006, Paris, France. **Sizing Factor Considerations for Grid-Connected PV Systems Based on a Central Inverter Configuration.** IEEE, 2007. 5 p.

IFSC. **História Campus Criciúma.** 2011. Disponível em: [http://criciuma.ifsc.edu.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=181&Itemid=145](http://criciuma.ifsc.edu.br/index.php?option=com_content&view=article&id=181&Itemid=145). Acesso em: 27 jun. 2019.

KELLER, L.; AFFOLTER, P. **Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverters - Practical Results.** Solar Energy, v.55, n.1, p.1-7, 1995. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X9500032M>. Acesso em: 28 jun. 2019.

Khatib, T., Mohamed, A., Sopian, K., 2013. **A Review of photovoltaic systems size optimization techniques.** Elsevier, vol. 22, pp. 454-465. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113001251>. Acesso em: 28 jun. 2019.

KIL, A. J.; WEIDEN, T. C. J. V. D. **Performance of modular grid connected PV systems with undersized inverters in Portugal and The Netherlands.**

1nd WCPEC-IEE, Hawaii, 1994. Disponível em:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/520136/>. Acesso em: 28 jun. 2019.

KORMANN, L. et al. Desenvolvimento de mapas de avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes ângulos de inclinação e de azimute.

**ASADES**, v. 18, p. 04.01-04.08, 2014. Disponível em:

[https://www.researchgate.net/publication/277721136\\_desenvolvimento\\_de\\_mapas\\_de\\_avaliacao\\_do\\_desempenho\\_de\\_sistemas\\_fotovoltaicos\\_em\\_diferentes\\_angulos\\_de\\_inclinacao\\_e\\_de\\_azimute](https://www.researchgate.net/publication/277721136_desenvolvimento_de_mapas_de_avaliacao_do_desempenho_de_sistemas_fotovoltaicos_em_diferentes_angulos_de_inclinacao_e_de_azimute). Acesso em: 26 ago. 2019.

LOUCHE, A.; NORTTON, G.; POGGI, P.; PERI, G. **Global approach for an optimal grid connected PV system sizing.** 12nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Netherlands, p.1638–1641, 1994.

Macêdo, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2006. 183p. Tese de

Doutorado. Disponível em:

<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/pt-br.php>. Acesso em: 24 jul. 2019.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition**, 31., 2005, Lake Buena Vista, Florida. Artigo, IEEE, 2005. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf>. Acesso em: 20 set. 2019.

MARKOVIC, M. L.; CIRIC, R. M. Efficiency analysis of grid-connected photovoltaic power plants. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 3, n. 3, p. 269– 277, 2017.

MARKVART. **Solar electricity**, 2nd edition, John Wiley & Sons, 2000.

MENDON, G. *et al.* **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor para Sistemas fotovoltaicos conectados a rede com uso de medições climáticas locais em Goiás.** VI Congresso Brasileiro de Energia Solar -

CBENS, p. 8, 2016. Disponível em:

[https://www.researchgate.net/publication/322364889\\_analise\\_do\\_fator\\_de\\_dimensionamento\\_do\\_inversor\\_para\\_sistemas\\_fotovoltaicos\\_conectados\\_a\\_rede\\_com\\_uso\\_de\\_medicoes\\_climaticas\\_locais\\_em\\_goiias](https://www.researchgate.net/publication/322364889_analise_do_fator_de_dimensionamento_do_inversor_para_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_rede_com_uso_de_medicoes_climaticas_locais_em_goiias). Acesso em: 11 set. 2019.

NECAIBIA, A. et al. Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria. **Energy Conversion and Management**, v. 171, n. March, p. 778–786, 2018.

PACHECO, F. **Energias renováveis: breves conceitos. Conjuntura e Planejamento**. Salvador, 2006. Disponível em: [https://pet-quimiCAwebnode.com/\\_files/200000109-5ab055bae2/Conceitos\\_Energias\\_renov%C3%A1veis.pdf](https://pet-quimiCAwebnode.com/_files/200000109-5ab055bae2/Conceitos_Energias_renov%C3%A1veis.pdf). Acesso em: 14 mar. 2019.

PEIPPO, K.; LUND, P. D. **Optimal sizing of grid-connected PV-systems for different climates and array orientations: a simulation study**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v.35, p.445–451, 1994a. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0927024894901724>. Acesso em: 14 mar. 2019.

PEIPPO, K.; LUND, P. D. **Optimal sizing of solar array and inverter in grid connected photovoltaic systems**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v.32, p.95–114, 1994b. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0927024894902593>. Acesso em: 15 mar. 2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Orgs). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - CRESESB. 2014. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 10 mar. 2019.

RAGHOEBARSING, A.; KALPOE, A. Performance and economic analysis of a 27 kW grid-connected photovoltaic system in Suriname. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 12, p. 1545–1554, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8085227>. Acesso em: 02 jun. 2019.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. 285 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010

ROVERSI, Karoline; RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Análise da variabilidade espacial da radiação solar no sul de Santa Catarina**. SICT-SUL - SIMPÓSIO DE INTEGRAÇÃO CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA DO SUL CATARINENSE. Disponível em: <<http://eventoscientificos.ifsc.edu.br/index.php/sictsul/7-sict-sul/paper/view/2376>>. Acesso em: 20 set. 2019.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004. Disponível em: <https://fotovoltaicaufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2019.

RÜTHER, R. *et al.* **Avaliação do impacto da geração distribuída utilizando sistemas solares fotovoltaicos integrados à rede de distribuição.** 2005.

Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-09112016-201805/pt-br.php>. Acesso em: março de 2019

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. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118303137>. Acesso em: 17 ago. 2019.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R. **Avaliação do Sistema de Compensação de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Unidades Prossumidoras Residenciais.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, 2018. Disponível em:

<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/193>. Acesso em: 16 jun. 2019

SCHALKWIJK M.; KIL, A.J.; WEIDEN, T. C. J.; PAES, P. S. **Undersizing of inverters: modeling and monitoring results of 15 PV/Inverter units in Portugal and Netherlands.** Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 1997; 2229–2232

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F., 2012. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica** Oficina de Textos. São Paulo.