

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,  
METALÚRGICA E MATERIAIS

GUINThER AgLIARDI

MONITORAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE EM DADOS  
PÚBLICOS DE RADIAÇÃO SOLAR DE ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS  
AUTOMÁTICAS

Porto Alegre

2022

GUINTHER AGLIARDI

MONITORAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE EM DADOS  
PÚBLICOS DE RADIAÇÃO SOLAR DE ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS  
AUTOMÁTICAS

Dissertação submetida ao Programa de Pós Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e Materiais da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia, modalidade Acadêmica.

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Porto Alegre

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Carlos André Bulhões Mendes

Vice-Reitora: Patrícia Pranke

ESCOLA DE ENGENHARIA

Diretora: Carla Schwenber ten Caten

Vice-Diretor: Afonso Reguly

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,  
METALÚRGICA E MATERIAIS

Coordenador: Afonso Reguly

Coordenador Substituto: Andréa Moura Bernardes

CIP - Catalogação na Publicação

Agliardi, Guinther  
MONITORAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE  
EM DADOS PÚBLICOS DE RADIAÇÃO SOLAR DE ESTAÇÕES  
METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS / Guinther Agliardi. --  
2022.  
84 f.  
Orientador: Fabiano Perin Gasparin.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do  
Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de  
Materiais, Porto Alegre, BR-RS, 2022.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Monitoramento remoto.  
3. Estação meteorológica automática. I. Perin  
Gasparin, Fabiano, orient. II. Título.

GUINThER AgLIARDI

MONITORAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE EM DADOS  
PÚBLICOS DE RADIAÇÃO SOLAR DE ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS  
AUTOMÁTICAS

Esta dissertação foi analisada e julgada adequada para a obtenção do título de Mestrado em Engenharia e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e Materias da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

---

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

BANCA EXAMINADORA:

---

Prof. Dr. Alexandre José Bühler

Instituto Federal do Rio Grande do Sul

---

Profa. Dra. Aline Cristiane Pan

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Prof. Dr. Arno Krenzinger

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família e amigos por todo amor e apoio.

Ao meu professor orientador Fabiano Gasparin pela paciência, suporte, conhecimento e dicas ao longo do trabalho.

Aos colegas do Laboratório de Energia Solar (LABSOL-UFRGS).

À Gabriela, minha terapeuta, por todo suporte psicológico.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

*Grave um disco devagar*

*Grave um nome devagar*

*Um long-play devagar quase parando*

*Um long-day devagar quase parando*

*Um long-love devagar quase parando*

*Em 78 por segundo rotações*

*(Jards Macalé / Waly Salomão)*

## RESUMO

O uso de sistemas fotovoltaicos (SF) para alimentar residências, comércios, condomínios e construções verticais aumenta a oferta de energia elétrica na rede e dá suporte ao crescimento da demanda energética. O monitoramento destes sistemas auxilia os profissionais da área a aumentarem o rendimento de suas usinas e obterem diagnósticos prévios de baixa produtividade, prevenindo falhas de operação e acidentes graves. Entretanto, no cenário de micro e minigeração distribuída brasileira (MMGD) composto em sua maioria, por instalações residenciais de pequeno porte, o alto custo dos equipamentos utilizados no monitoramento do SF para cada unidade consumidora acaba por tornar esta prática inviável economicamente. O objetivo deste estudo é avaliar a viabilidade do monitoramento remoto de um SF utilizando o *software* de simulação SAM e arquivos climáticos com dados de irradiação solar e temperatura ambiente provenientes de estações meteorológicas automáticas (EMA) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Para isso, este estudo comparou os resultados de estimativas de energia elétrica produzida por um SF localizado no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) em Porto Alegre-RS, tomando como base de dados três diferentes EMA's espalhadas no estado. Através de modelos matemáticos de decomposição e transposição da irradiação solar global horizontal registrada por cada EMA, foi possível estimar a energia produzida pelo sistema e obter as incertezas associadas a cada fonte de dados. O desempenho da ferramenta de monitoramento foi avaliado através dos indicadores estatísticos ME, MPE, MAPE, RMSE e rRMSE. As estimativas de produção de energia através de dados das estações do INMET tiveram bons resultados a nível mensal e diário, com destaque para a EMA A-801. Essa estação fica localizada em Porto Alegre, a 6 km de distância do SF, e apresentou valores máximos de 17.0% para o MAPE e de 4.90% para o rRMSE a nível diário. A utilização a nível diário das bases de dados das EMA's A-813 e A-834 resultou em altas incertezas influenciadas pela sua distância até o local de instalação do SF, o que inviabilizou sua aplicação para estes menores intervalos. Com a criação de faixas aceitáveis para os valores das incertezas entre a produção de energia prevista e a propriamente registrada pelo inversor do SF, esta ferramenta permite monitorar remotamente sistemas FV de pequeno porte sem o uso de sensores de alto custo, calculando seu desempenho com base em parâmetros meteorológicos locais.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico. Monitoramento Remoto. Estação Meteorológica Automática.

## ABSTRACT

The use of photovoltaic (PV) systems to produce energy in homes, businesses, condominiums and vertical buildings increases the supply of electricity on the grid and supports growth in energy demand. PV monitoring helps professionals in solar energy field to increase the performance of their plants and obtain prior diagnoses of low productivity, preventing operating failures and serious accidents. However, in the Brazilian micro and mini-distributed generation (MMDG) scenario, mostly composed of small residential solar installations, the high cost of the equipment used to monitor the PV for each consumer ends up making this practice economically unfeasible. The objective of this study is to evaluate the feasibility of remote PV monitoring using simulation software SAM and weather files with solar irradiation and ambient temperature data from automatic weather stations (AWS) of the National Institute of Meteorology (INMET). For that, this study compared results of estimates of electric energy generated by a PV system located at the Solar Energy Laboratory (LABSOL) in Porto Alegre-RS, using three different AWS databases scattered throughout the state. Using mathematical models of decomposition and transposition of global horizontal irradiation recorded by each AWS, it was possible to estimate PV system power produced and obtain the uncertainties associated to each data source. The performance of the PV monitoring tool was evaluated using the statistical indicators ME, MPE, MAPE, RMSE and rRMSE. Estimates of energy production using data source from INMET weather stations had good results on monthly and daily basis, with emphasis on AWS A-801. This weather station is located in Porto Alegre, 6 km away from the PV plant, and presented maximum values of 17.0% for MAPE and 4.90% for rRMSE for daily estimates. The daily use of the EMA's A-813 and A-834 databases resulted in high uncertainties influenced by their distance from the SF installation site, which made its application unfeasible for these smaller intervals. By creating acceptable ranges for the uncertainty values between the predicted energy generation and that properly recorded by the SF inverter, this tool allows you to remotely monitor small PV systems without the use of high-cost sensors, calculating their performance based on local meteorological parameters.

**Keywords:** Photovoltaic System. Remote Monitoring. Automatic Weather Station.



## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>10</b>
1.1	OBJETIVO GERAL.....	15
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
<b>2.</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>16</b>
2.1	O SOL .....	16
2.2	GEOMETRIA SOL-TERRA .....	17
2.3	RADIAÇÃO SOLAR.....	19
2.4	PIRANÔMETROS.....	23
2.5	ESTAÇÃO METEOROLÓGICA AUTOMÁTICA .....	23
2.6	MODELAGEM DAS COMPONENTES DIFUSA E DIRETA.....	25
2.7	EFEITO FOTOVOLTAICO .....	27
2.8	CÉLULA FOTOVOLTAICA .....	27
2.9	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	29
2.10	ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	31
<b>2.10.1</b>	<b>Associação de módulos fotovoltaicos em série</b> .....	<b>32</b>
<b>2.10.2</b>	<b>Associação de módulos fotovoltaicos em paralelo</b> .....	<b>32</b>
<b>2.10.3</b>	<b>Associação mista</b> .....	<b>33</b>
2.11	INVERSOR FOTOVOLTAICO .....	33
2.12	PROTEÇÕES CC/CA.....	35
2.13	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL .....	36
2.14	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	38
2.15	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 E A LEI 14.300.....	40
2.16	MONITORAMENTO REMOTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	41
2.17	SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM .....	43
<b>3.</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	<b>45</b>
3.1	LOCAL DE INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE DADOS CLIMÁTICOS .....	45
3.2	DADOS DO SISTEMA FV .....	47
3.3	DADOS MEDIDOS NO LOCAL DE INSTALAÇÃO.....	49
3.4	BASE DE DADOS CLIMÁTICOS DO INMET E FERRAMENTA SOLPOS 2.0 ..	53
3.5	SYSTEM ADVISOR MODEL – SAM .....	56
3.6	ANÁLISE ESTATÍSTICA .....	59

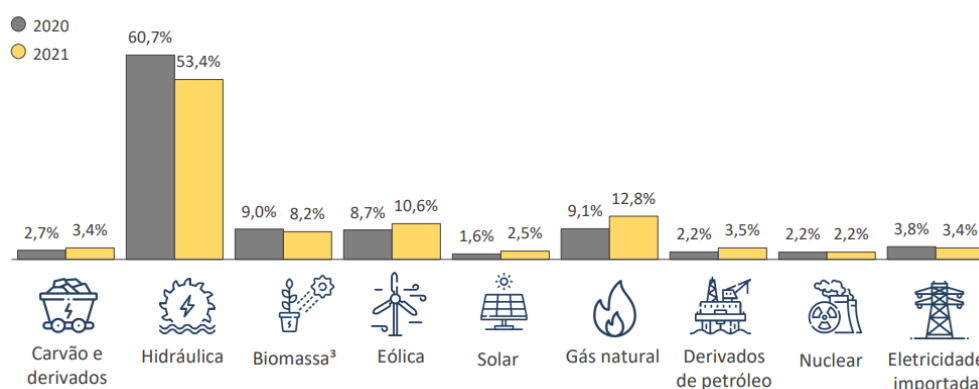
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>61</b>
<b>5. CONCLUSÕES.....</b>	<b>73</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>75</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda energética brasileira, acrescido da procura pela diminuição do uso de combustíveis fósseis, uma mudança no setor elétrico vem acontecendo. O uso de fontes de recursos convencionais para produção de energia elétrica como os derivados de petróleo, o gás natural e o carvão acarretam mudanças climáticas para o meio ambiente e agrava o efeito estufa. (DE CASTRO CAMIOTO; DO NASCIMENTO REBELATTO, 2014)

A matriz elétrica brasileira é majoritariamente composta por usinas hidrelétricas que representavam 53,4% até o ano de 2021, mas que apresentaram uma queda recente de oferta de 7,3% em relação ao ano de 2020 conforme mostrado na Figura 1.1. A escassez hídrica nesse período provocou uma redução do nível dos reservatórios das principais hidrelétricas do país e esta queda foi compensada pelo aumento da oferta de energia das usinas termelétricas que se alimentam destas fontes convencionais (EPE, 2022).

Fig. 1.1 - Oferta de energia das fontes na matriz elétrica brasileira nos anos 2020-2021



Fonte: (EPE, 2022)

Com a aprovação da Medida Provisória 1.031/2021, convertida na lei 14.182/2021, houve uma inserção de 8 GW de usinas termelétricas a gás natural na matriz brasileira que, por consequência, aumentou em 33% as emissões anuais de gases de efeito estufa em relação ao ano de 2019. De acordo com o estudo do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), não é apenas a emissão de gases de efeito estufa que é alvo de preocupação nessa medida. O uso de termelétricas para produção de energia elétrica no Brasil resulta em outros problemas ambientais como, por exemplo, a poluição atmosférica nos arredores e o impacto hídrico por conta da utilização de água para o resfriamento destes sistemas (IEMA, 2021).

Além disso, a ativação de usinas termelétricas para complementar a queda de produção por hidrelétricas traz um custo oneroso para o consumidor final de energia elétrica. Esta cobrança extra é aplicada às contas de energia quando se aumenta o custo de produção de energia no país com aumentos que variam de 3,2% a 63,7%, dependendo do tipo da bandeira. Portanto, a tendência é que fontes de energia renovável como a solar fotovoltaica ocupem maior espaço na matriz energética brasileira e os estudos sobre essas tecnologias se tornem cada vez mais importantes (ANEEL, 2021).

Com o incentivo à autoprodução de energia elétrica, impulsionado na última década pela Resolução Normativa nº482/2012 da ANEEL e a posterior atualização para Resolução Normativa nº687/2015, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) mostrou um crescimento exponencial atingindo a marca de mais de 9 TWh de energia produzida, tornando a energia solar fotovoltaica protagonista deste cenário representando quase 89% dessa capacidade em 2021 (EPE, 2022).

De acordo com Camargo (2019), a irradiação solar incidente no plano inclinado dos módulos, a temperatura ambiente e a temperatura dos módulos são os principais parâmetros que influenciam a energia produzida por um sistema FV. Para quantificar o potencial solar disponível na superfície de um módulo FV, é necessário quantificar a magnitude de duas componentes da irradiação solar global horizontal: a direta e a difusa.

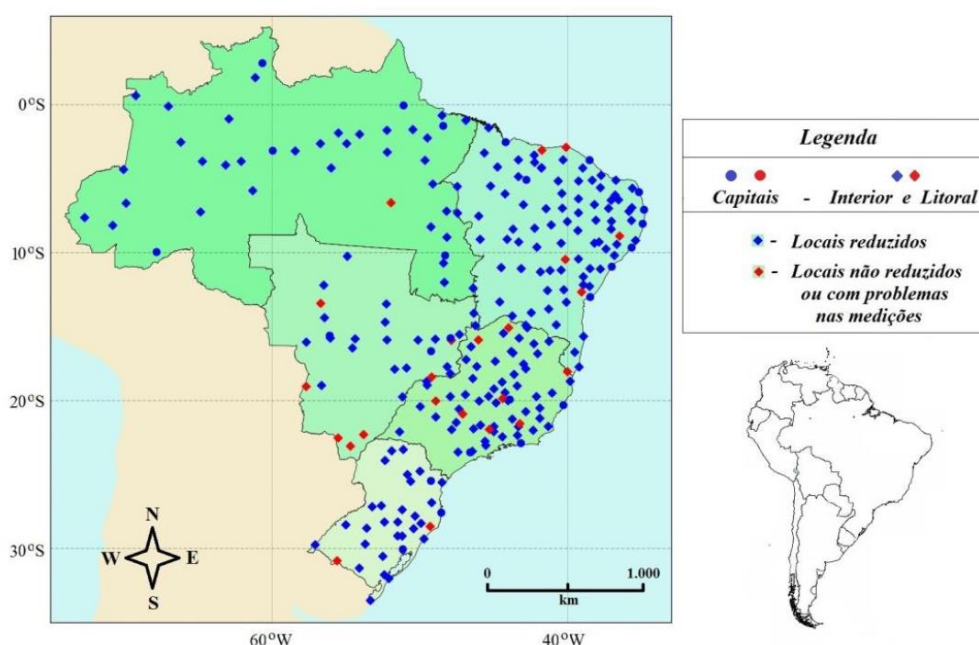
Esses dados de irradiação e temperatura podem ser inseridos em *softwares* como o PVSyst, PVSol e SAM para simular o desempenho de um sistema. Por se tratar de um investimento alto e de longo prazo, um projeto de energia solar FV necessita dessas informações com um grau de confiabilidade satisfatório. Esses parâmetros meteorológicos podem ser medidos por meio do uso de sensores como os piranômetros e os pireliômetros. No cenário brasileiro da microgeração distribuída, composto majoritariamente por instalações FV em unidades residenciais, o alto custo de instalação, operação e manutenção desses equipamentos para cada unidade consumidora individual acaba por tornar esta prática inviável economicamente para o mercado (ESCOBEDO, 2003).

O diagnóstico prévio de um problema de não funcionamento ou da baixa produtividade em uma usina FV pode auxiliar os integradores a prevenir falhas de operação e acidentes mais graves ao sistema como incêndios, além de uma eventual necessidade de reposição dos equipamentos. Portanto, a aquisição destes dados próxima ao local de instalação do sistema é muito importante quando se visa obter segurança, precisão no desempenho de projetos solares fotovoltaicos, maior controle das usinas FV instaladas e a

garantia de retorno do investimento inicial (MURAT ATES & SINGH, 2021).

Existem diversas estações meteorológicas automáticas (EMA) públicas espalhadas pelo território nacional equipadas com piranômetros, conforme ilustra a Figura 1.2. Até o ano de 2016, no Rio Grande do Sul, foram instaladas 44 EMA's espalhadas em 38 municípios do estado, mas apenas a estação da rede Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA), mantida pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM-RS), e a estação de radiometria solar da UERGS realizam medidas das componentes difusa e direta da irradiação solar (BACK et al., 2018).

Figura 1.2 - Distribuição geográfica das EMA's pertencentes ao INMET espalhadas em diversas regiões do Brasil



Fonte: PENNEREIRO (2017)

Santos (2020) fez uma comparação entre diferentes fontes de dados meteorológicos com uma estação própria de medição. Os resultados demonstraram que o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) apresenta boa precisão na coleta das variáveis climáticas e alta cobertura no país. Esses dados são coletados em solo e, diferentemente dos registrados por satélite, dispensam a necessidade de calibração ou estimativas por modelos físicos como a transferência radiativa. Além de serem mais confiáveis, essas informações são disponibilizadas gratuitamente em tempo real, o que permite não apenas o projeto, mas a calibração e o monitoramento de sistemas FV.

Entretanto, a grande maioria desses bancos de dados disponíveis publicamente na internet, tais como os do INMET, medem apenas a componente global horizontal da irradiação solar. Portanto, para realizar simulações que preveem a produção de energia elétrica por sistemas FV, esses dados devem ser estimados através de modelagem a partir da irradiação solar global horizontal. Sendo assim, pode-se realizar uma estimativa da irradiação solar global inclinada que incide sobre um módulo FV a partir dos dados da irradiação solar global horizontal coletados em solo envolvendo metodologias de decomposição das frações direta e difusa da irradiação, e o cálculo da radiação para o plano inclinado do arranjo fotovoltaico (IMAI, 2020).

Diversos autores da área já discutiram modelos empíricos que foram desenvolvidos com o objetivo de decompor a componente global da irradiação solar horizontal e estimar os valores de irradiação solar difusa e direta que incidem em um plano horizontal, sendo uma alternativa mais viável financeiramente comparado ao custo com o instrumental necessário para realizar o monitoramento com dados medidos *in loco*.

Liu e Jordan (1960) desenvolveram correlações entre a irradiação solar global e a parcela difusa na escala diária para dias de céu limpo e dias nublados. Orgill e Hollands (1977) e Erbs, Klein e Duffie (1982) apresentaram correlações entre a parcela de irradiação solar difusa e o índice de claridade horário ( $k_T$ ) para diferentes faixas de valores. Reindl, Beckman e Duffie (1990) tomaram estes estudos como referência e avaliaram a influência de variáveis como elevação solar, temperatura ambiente e umidade relativa na determinação da fração difusa horária e comprovaram uma redução dos erros associados às pesquisas anteriores. Em termos de estimativa da irradiação solar global em um plano inclinado, o modelo de céu anisotrópico proposto por Perez (1990a) considera que a intensidade da componente de irradiação difusa não tem um comportamento uniforme no hemisfério celeste, levando em conta a influência das componentes circunsolar e da componente de irradiação difusa proveniente do brilho do horizonte.

Até o momento existem poucos estudos no campo de pesquisa de energia solar sobre a viabilidade do monitoramento de sistemas FV através de dados provenientes de EMA's. A maior parte das pesquisas desenvolvem metodologias de monitoramento nas quais sensores de medição próprios são utilizados, impactando principalmente no custo de projetos residenciais e comerciais de pequeno porte. Stein (2020) desenvolveu um sistema de monitoramento online com sensores de corrente, microcontroladores e um aplicativo de smartphone que emite alertas de sombreamento e do nível de sujidade conectado ao sistema FV. Costa (2022)

estudou as incertezas associadas aos modelos de decomposição e transposição da irradiação solar global horizontal, e encontrou erros médios na faixa de 4% ao comparar seus resultados aos de medições de uma célula de referência.

Quando se trata dos inversores disponíveis no mercado, sejam em sistemas isolados ou conectados à rede, a grande maioria já vem integrada com um sistema de aquisição e armazenamento de dados. Parâmetros do sistema como tensão e corrente nos módulos, potência instantânea e energia produzida são registrados de forma local via interface própria de comunicação ou remota via rede Wireless, permitindo o monitoramento em tempo real (PINHO, 2014).

Atualmente existem empresas especializadas que prestam serviços no ramo de monitoramento e desenvolveram algumas plataformas de pós-venda, entretanto, pouco se sabe sobre os parâmetros de avaliação que são utilizados nessas ferramentas para validar ou não o bom funcionamento de um sistema FV e prestar um diagnóstico. Em sua maioria, usam de referência dados genéricos como irradiação solar global horizontal ou horas de sol pleno da região onde o sistema se encontra instalado, e algumas ferramentas comparam a energia produzida com a energia estimada pela empresa responsável no dimensionamento do sistema, que nem sempre é feito de forma acurada. Não são considerados parâmetros básicos como irradiação no plano inclinado do sistema FV, temperatura ambiente e temperatura dos módulos em tempo real.

Tendo em vista a importância da monitoração de sistemas FV e as dificuldades técnicas e financeiras da medição de dados no local da instalação com *hardware* e sensores, os bancos de dados de medições de estações solarimétricas são uma alternativa simplificada que possibilita as análises de desempenho destes sistemas.

Parente (2020) comparou os resultados medidos da energia produzida por um sistema FV e simulados pelo PVSyst com o uso de diferentes bases de dados de irradiação solar, encontrando erros na faixa de 7% para as médias anuais. Imai (2020) desenvolveu uma análise do desempenho de um sistema FV em condições reais de operação a fim de otimizar a produção de energia com base nas especificações do sistema e nos dados meteorológicos. Através de modelos matemáticos semelhantes de decomposição e transposição da irradiação solar inseridos no *software* Matlab, o estudo mostrou um ganho de produção de energia de pelo menos 2,35%. Kitayama (2019) desenvolveu uma ferramenta com uso da linguagem de programação Python e calculou as incertezas na estimativa da energia produzida por um sistema FV associadas à utilização de combinações de diversos desses modelos de

decomposição e transposição da irradiação solar, chegando a erros médios na casa dos 7% para dados mensais.

Para o estudo desenvolvido nesta dissertação, foram coletados os valores de potência em corrente alternada (CA) na saída do inversor de um sistema FV instalado no LABSOL. Estas medições de potência foram comparadas aos resultados de simulações energéticas feitas no aplicativo computacional *System Advisor Model* (SAM) que permite a aplicação de modelos matemáticos de decomposição e transposição da radiação bem como simulação de todo o sistema FV. Foram utilizados três bases de dados diferentes na entrada: 1) dados de irradiação solar no plano inclinado dos módulos empregando uma célula FV de referência; 2) dados de irradiação solar global e difusa horizontal, e temperatura ambiente medidos com uma estação própria composta por piranômetros e sensores de temperatura; e 3) um banco de dados horários de irradiação solar e temperatura ambiente oriundos de três EMA's do INMET, localizadas nas cidades de Porto Alegre, Rio Pardo e Tramandaí.

Com esta pesquisa pode-se contribuir para o avanço do mercado de MMD, visando aumentar a acessibilidade a um monitoramento acurado e de baixo custo, e auxiliar as empresas integradoras do setor de energia solar a gerenciar e melhorar o desempenho energético de suas instalações.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

O principal objetivo deste estudo é avaliar, através de comparação com dados medidos por sensores instalados no local de instalação, o quão preciso é o monitoramento de um sistema FV, utilizando a ferramenta de simulação SAM e dados meteorológicos de irradiação solar global horizontal e temperatura provenientes de EMA's públicas próximas ao local de instalação.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- avaliar a precisão do SAM como uma ferramenta de monitoramento de um sistema FV;
- avaliar as incertezas associadas aos modelos matemáticos empíricos de decomposição das componentes da irradiação solar global horizontal e sua transposição para o plano inclinado do arranjo, além de sua influência no



monitoramento de sistemas fotovoltaicos;

- estabelecer critérios de avaliação do desempenho de sistemas FV utilizando esta metodologia, permitindo gerar um padrão de diagnóstico apropriado para as usinas;
- avaliar o impacto no monitoramento remoto causado pela distância das EMA's ao local de instalação do sistema.

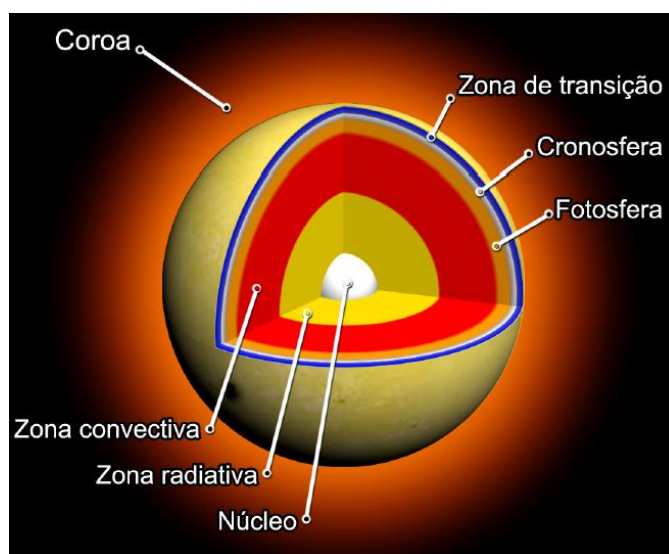
## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 O SOL**

O Sol é a estrela mais próxima da Terra. Localizada praticamente no centro do nosso sistema solar, ela é a principal fonte de energia e também a responsável pela manutenção da vida no nosso planeta. A sua massa e distância do planeta Terra passaram a ser determinadas com maior precisão após o século XVIII. Tendo em sua composição aproximadamente 71% de hidrogênio, 27% de hélio e frações menores de outros elementos como oxigênio, carbono e ferro, a massa total do Sol representa mais de 333 mil vezes a massa da Terra, mas comparada às outras estrelas se encontra na faixa média de valores desse e de outros parâmetros como raio, brilho e composição (NASA, 2022).

Conforme apresentado na Figura 2.1, a estrutura do Sol é estudada através de modelos matemáticos e dividida em seis principais regiões: núcleo, zona radiativa, zona convectiva, fotosfera, cromosfera e coroa. O interior do núcleo da esfera solar é a região de maior densidade e onde acontece a produção de energia por meio de reações termonucleares. Esta energia produzida no núcleo, com temperaturas que chegam na casa dos 15 milhões de graus celsius, é transferida através da zona radiativa para as regiões superiores por meio de radiação. A próxima região é caracterizada por processos de convecção que realizam a transferência de energia das regiões mais internas até a superfície externa do Sol, por isso recebe o nome de zona convectiva (PINHO, 2014).

Figura 2.1 - Esquema de estrutura e camadas do Sol (fora de escala)



Fonte: (PEREIRA, 2022)

A fotosfera é caracterizada por ter uma camada de aproximadamente 500 km de espessura, sua temperatura média é de 5800K e sua densidade diminui drasticamente quando comparada às regiões mais internas do Sol. Os gases que compõem a fotosfera são fortemente ionizados e tem a capacidade de absorver e emitir um espectro contínuo de radiação, sendo esta camada a fonte de maior parte da radiação solar em vários comprimentos de onda (DUFFIE, 1982).

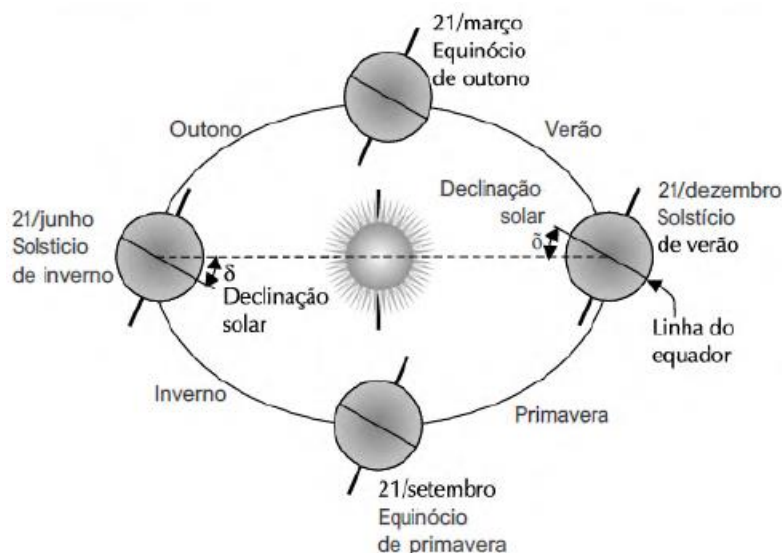
A cronosfera é descrita como uma região irregular, onde as temperaturas aumentam de 5800°C para aproximadamente 20000°C e que apresenta uma menor densidade dos gases. O hidrogênio, devido a estas altas temperaturas, acaba por emitir luz na cor avermelhada e essa emissão colorida pode ser vista durante um eclipse solar total. Em virtude do alto brilho da fotosfera, a coroa, que é a última e mais rarefeita camada do Sol, também só é possível de ser visualizada durante um eclipse (PINHO, 2014).

## 2.2 GEOMETRIA SOL-TERRA

A quantidade de radiação solar que incide sobre a superfície terrestre sofre variações ao longo do dia e do ano devido aos dois principais movimentos da Terra em torno do Sol: a rotação e a translação. O movimento de rotação terrestre tem por consequência a caracterização temporal do dia e da noite, e o movimento elíptico de translação terrestre, com

o Sol localizado em um dos focos da elipse, delimita os anos (BACK et al., 2018).

Figura 2.2 - Movimento de rotação e translação da Terra em torno do Sol



Fonte: (VILLALVA, 2015)

Na Figura 2.2 está ilustrado o movimento terrestre quase circular de translação em um plano fixo ao redor do Sol, apontando as quatro posições em que se dão as mudanças de estação. Entretanto, as estações do ano não são caracterizadas somente por este movimento, mas também devido ao seu eixo de rotação inclinado. O valor do ângulo de inclinação do eixo central de rotação da Terra é de  $23,5^\circ$  em relação ao seu plano eclíptico (plano formado pela trajetória aparente do Sol em torno da esfera celeste ao longo de um ano) e é constante durante todo o percurso de translação. Por este motivo, os hemisférios norte e sul recebem quantidades diferentes de radiação (GUIMARÃES, 2003).

No solstício de verão e inverno a incidência de radiação se intercala entre o Trópico de Câncer e o Trópico de Capricórnio, e a duração do dia e da noite atingem uma diferença máxima e que gradualmente diminui ao longo do ano. Enquanto em um hemisfério acontece a maior noite do ano em termos de duração, no outro este mesmo dia será o mais longo. As características de cada estação são mais latentes em localidades com maior latitude, além da maior elevação solar sentida por um observador situado na superfície terrestre. Já nos equinócios de primavera e outono, a duração do dia e da noite faz-se igual em qualquer ponto da Terra (PINHO, 2014).

## 2.3 RADIAÇÃO SOLAR

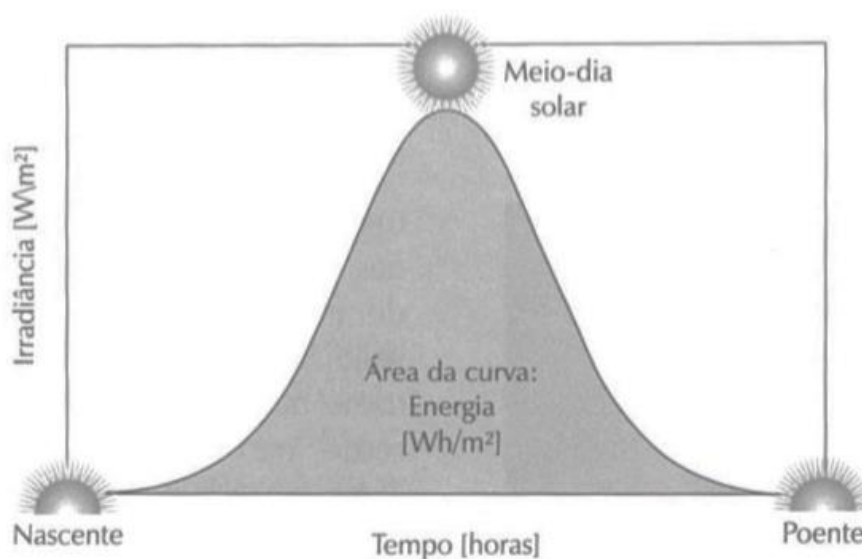
Dentro do estudo da energia solar é importante explicitar conceitualmente a diferença entre as grandezas de irradiância e irradiação solar. A irradiância solar é definida como a taxa de energia solar radiante por unidade de área que incide sobre uma determinada superfície em  $W/m^2$ .

A Figura 2.3 mostra um gráfico de irradiância solar ao longo de um dia onde em cada instante de tempo é feita uma medida desta grandeza. A partir deste gráfico, se define matematicamente a irradiação realizando a integração dos valores de irradiância em determinado intervalo de tempo (usualmente hora ou dia), e calculando a área abaixo da curva, obtendo o valor em  $Wh/m^2$ .

A irradiação é a energia por unidade de área que incide sobre uma determinada superfície. Portanto, quanto maior o valor de potência expresso em termos de irradiância solar, maior o valor de energia que ela transporta por intervalo de tempo. (Duffie, 1982)

Segundo Pinho e Galdino (2014), por conta da pequena excentricidade que descreve a trajetória elíptica da Terra em torno do Sol, a irradiância solar que incide em um plano perpendicular à direção dos raios solares no topo da camada atmosférica terrestre é relativamente constante, oscilando de valor levemente ao longo do ano devido a esta variação de distância média Terra-Sol. Este valor é definido como irradiância extraterrestre ( $I_0$ ) ou constante solar, e tem um valor médio de  $1367 W/m^2$ .

Figura 2.3 – Curva típica da irradiância solar ao longo de um dia



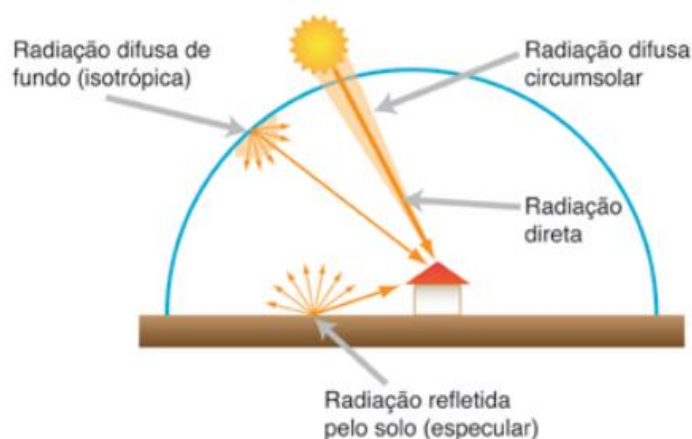
Fonte: (VILLALVA, 2015)

A variabilidade da irradiância solar intra-anual que incide na superfície terrestre depende de alguns fatores como a latitude do local, os efeitos de absorção e espalhamento atmosférico, a concentração de elementos químicos e o vapor de água presentes na atmosfera e com a latitude do local. O valor da irradiância solar é em torno de  $1000 \text{ W/m}^2$  em um dia de céu limpo próximo ao meio-dia solar. Este valor é adotado como padrão para testes, especificações e avaliações de células e módulos fotovoltaicos. Este valor padrão de irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , juntamente ao espectro solar correspondente à massa de ar AM 1,5 e a temperatura da célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , compõem as condições de teste padrão STC (*Standard Test Conditions*) e estão presentes em praticamente todos os catálogos de produtos dos fabricantes do mercado, servindo como referência no cálculo da eficiência dos dispositivos e sistemas fotovoltaicos (VILLALVA, 2012).

A energia solar recebida em uma unidade de área de superfície horizontal recebe o nome de irradiação solar global horizontal ( $I$ ) e, conforme ilustrado na Figura 2.4, pode ser dividida em duas componentes: a irradiação solar normal direta ( $I_b$ ) e a irradiação solar difusa horizontal ( $I_d$ ). A componente direta é a parcela da irradiância solar proveniente diretamente do Sol, que chega na superfície sem sofrer desvio na trajetória. A componente de radiação difusa é a parcela da radiação solar que sofreu espalhamentos e reflexões devido aos elementos na atmosfera. A componente refletida (albedo) atinge apenas superfícies inclinadas e se soma às outras duas componentes para compor a irradiação solar global no plano inclinado. Quanto maior o ângulo de inclinação do arranjo FV, maior a influência da componente de albedo (TRETER, 2016).

O albedo é a fração da irradiação incidente que retorna à atmosfera via reflexão, sendo um parâmetro muito importante no balanço de irradiação incidente sobre uma superfície. A medição dos valores de albedo ainda é muito escassa devido ao alto custo relacionado aos equipamentos necessários para realizar as medições desta componente e, diante desta dificuldade, usualmente se encontram estudos onde são utilizados dados médios (LEIVAS, 2007).

Figura 2.4 – Radiação extraterrestre e as componentes da radiação terrestre



Fonte: (MAGARREIRO, 2016)

A Figura 2.5 mostra outros parâmetros que descrevem a incidência de irradiação solar em uma superfície horizontal:

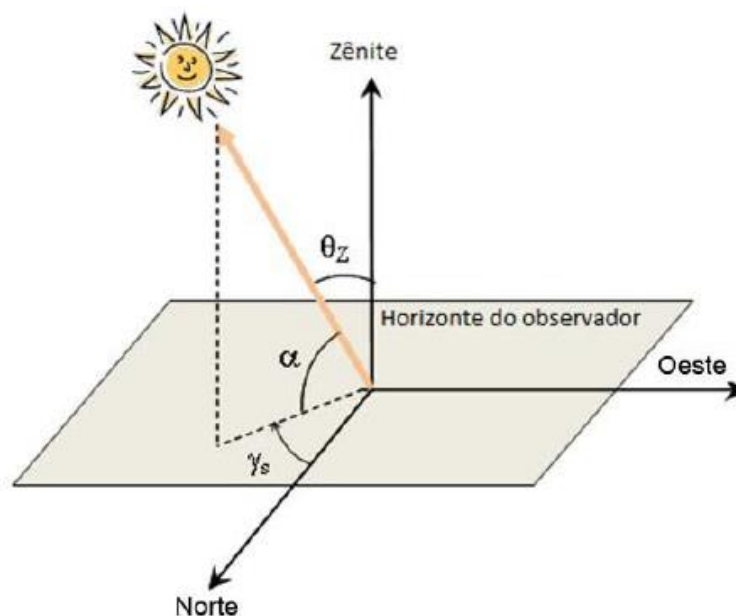
- ângulo de zênite ( $\theta_z$ ): ângulo formado entre os raios solares e a vertical do plano;
- altura ou elevação solar ( $\alpha$ ): ângulo entre os raios solares e a sua projeção sobre o plano horizontal;
- ângulo de azimute ( $\gamma_s$ ): é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte. O norte geográfico é a referência ( $0^\circ$ ) e, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar a leste e negativo quando a oeste ( $-180^\circ < \gamma_s < +180^\circ$ ).

Além das perdas citadas anteriormente, existem variações na irradiação solar em função de fenômenos intertropicais globais. Fenômenos como o *El Niño*, ocorrido nos anos de 2015 e 2016, aumentam os níveis pluviométricos e por consequência reduzem os níveis de irradiação solar.

Com base em modelos numéricos ajustados com medições, a cidade de Porto Alegre apresenta uma variabilidade interanual da irradiação solar de -6,71% a 3,79% em relação à

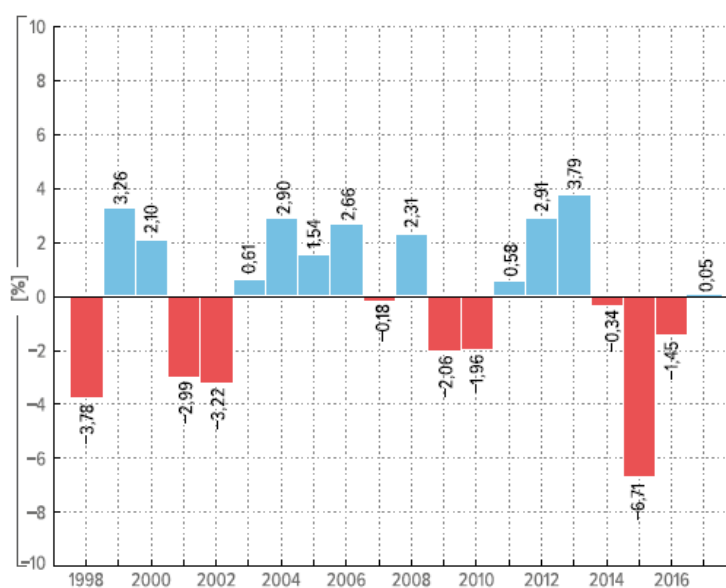
média anual de 1998 a 2017, segundo a base histórica de dados atmosféricos globais MERRA2 apresentada na Figura 2.6 (GELARO, 2017).

Figura 2.5 – Ilustração dos ângulos  $\theta_z$ ,  $\alpha$  e  $\gamma_s$  que descrevem a posição do Sol em relação ao plano horizontal



Fonte: (PINHO, 2014)

Figura 2.6 - Variação interanual da irradiação solar global horizontal em kWh/m<sup>2</sup>/dia em relação à média anual na cidade de Porto Alegre de 1998 a 2017



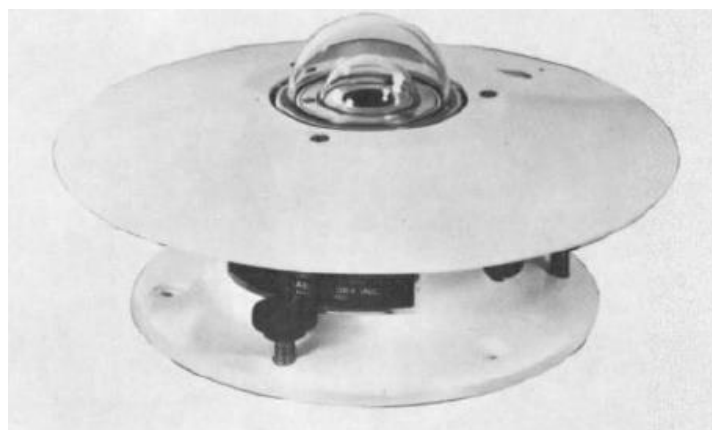
Fonte: (BACK et al., 2018)

## 2.4 PIRANÔMETROS

A avaliação do recurso solar no local de instalação de um sistema FV é primordial para o desenvolvimento do projeto e um dos principais sensores para este tipo de aplicação é o piranômetro. Os piranômetros são instrumentos utilizados para medir a irradiância e são os responsáveis pela maior parte deste tipo de dado disponível atualmente.

Os dois principais modelos de piranômetro são os termoeletricos e os fotovoltaicos. O modelo termoeletrico, ilustrado na Figura 2.7, tem maior precisão e é utilizado normalmente para medições de irradiância no plano horizontal. Ele possui um sensor do tipo termopilha construído com vários termopares conectados em série e inserido dentro de duas semiesferas concêntricas de vidro. Já o piranômetro fotovoltaico tem menor precisão devido às limitações de sua resposta espectral, com incertezas na ordem  $\pm 5\%$  quando comparado ao modelo termoeletrico (PINHO, 2014).

Figura 2.7 - Piranômetro termoeletrico utilizado para medição de irradiância solar global horizontal



Fonte: (DUFFIE, 1982)

## 2.5 ESTAÇÃO METEOROLÓGICA AUTOMÁTICA (EMA)

O INMET é um órgão do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento que, com mais de 500 EMA's distribuídas pelo país, fornece informações através de monitoramento e previsão climática. Uma EMA é composta por um datalogger conectado a sensores de variáveis ambientais como piranômetros, anemômetros e termopares e sua manutenção ocorre mensalmente respeitando as diretrizes técnicas norma ISO 9001.



Estas estações registram, no intervalo de um minuto, informações sobre algumas variáveis meteorológicas sendo temperatura ambiente, velocidade do vento, direção do vento e irradiância solar global horizontal, as mais importantes para estudos envolvendo aplicações da energia solar. Ao final de cada hora, os valores são integrados e transferidos para o centro de processamento do INMET (SANTOS, 2020).

O estado do Rio Grande do Sul atualmente possui 44 EMA's instaladas em sedes municipais e zonas rurais. Elas estão espalhadas pelo estado com uma distância de 43 km uma da outra. As estações EMA ocupam uma área mínima de aproximadamente 250 m<sup>2</sup> e devem ser instaladas em áreas livres de sombreamento por obstruções naturais ou construções civis.

A Figura 2.8 apresenta uma EMA instalada na cidade de Porto Alegre (Latitude: -30.05; Longitude: -51.17) juntamente a outros sensores meteorológicos. Nesse tipo de estação os sensores produzem sinais elétricos que serão convertidos nas grandezas físicas de interesse. A cada hora, os dados das EMA's são integrados e validados por um controle de qualidade para posteriormente serem armazenados em um banco público de dados medidos (BACK et al., 2018).

Figura 2.8 - Estação meteorológica automática instalada na cidade de Porto Alegre



Fonte: (INMET, 2022)

Perez (1997) sugere uma distância limite de 30 km para estimar a irradiação solar de algum local através das EMA's. O motivo é que, embora estes dados sejam coletados em superfície com instrumentação calibrada e procedimentos padronizados de operação e

manutenção, quando esta distância é ultrapassada, os erros de interpolação acabam sendo superiores aos de estimativas realizadas com modelos de transferência radiativa via dados de satélite.

## 2.6 MODELAGEM DAS COMPONENTES DIFUSA E DIRETA

Diversas aplicações da energia solar necessitam quantificar as componentes direta e difusa horizontal da irradiação solar. Conforme comentado anteriormente, a maioria das EMA's disponíveis publicamente no Brasil medem a irradiação solar global horizontal por meio de piranômetros, porém poucas registram suas frações difusa e direta devido à complexidade e custo dos instrumentos de medição necessários a esta finalidade. Uma alternativa para compensar a ausência desses dados é a utilização de modelos empíricos que estimam essas componentes a partir do valor global de irradiação solar (CROTTI, 2018).

Sabendo que a irradiação solar difusa se dá na forma de espalhamento, para determinar o valor dessa componente, é necessário compreender a magnitude da influência atmosférica sobre a irradiação solar extraterrestre.

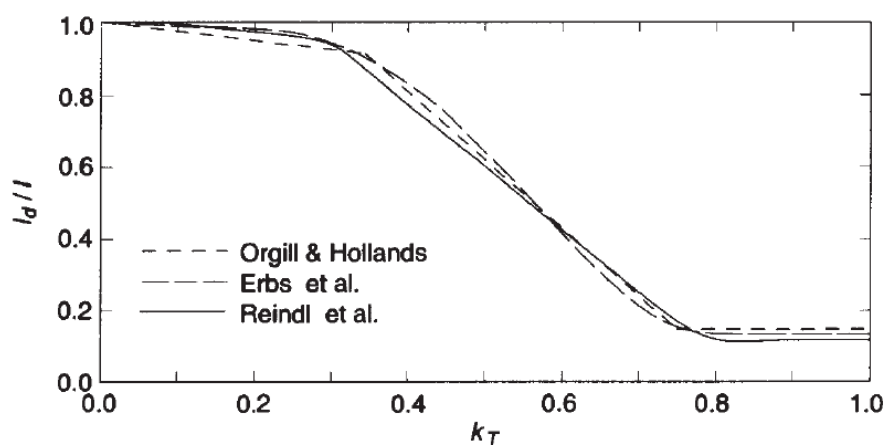
Segundo Duffie (1982), dispondo dos valores de  $I$  e  $I_0$ , se pode calcular o índice de claridade horário ( $k_T$ ) de acordo com a Equação (1):

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (1)$$

Este índice pode ser definido como a razão entre a irradiação solar global horizontal e a irradiação solar extraterrestre, e determina a fração da irradiação global que foi transmitida através da atmosfera (GOMES, 2009).

O índice  $k_T$  é comumente utilizado nas metodologias de decomposição para a estimativa da componente  $I_d$ . A Figura 2.9 apresenta três das principais correlações de estimativa da fração horária difusa a partir da irradiação global solar horizontal e o índice  $k_T$ . Os três modelos são muito semelhantes quando analisados graficamente, mas foram desenvolvidos e calibrados com medições em diferentes localidades do planeta. O modelo de Orgill e Hollands (1977) foi elaborado através de dados provenientes de estações canadenses, Erbs et al. (1982) utilizou estações meteorológicas dos Estados Unidos e Austrália, e Reindl et al. (1990) teve como fonte estações meteorológicas norte-americanas e europeias.

Figura 2.9 - A razão  $I_d/I$  em função do índice de claridade horário  $k_T$  mostrando as correlações de Orgill e Hollands (1977), Erbs et al. (1982), e Reindl et al. (1990)



Fonte:(DUFFIE, 1982)

Estes modelos normalmente dependem de diversos parâmetros climáticos característicos que variam a cada localidade, por isso se necessita de um estudo mais aprofundado para entender qual seria mais adequado a algum local específico.

Crotti (2018) avaliou a estimativa da componente difusa diária a partir de dados medidos da irradiação global de uma estação própria em Araranguá-SC e as correlações desenvolvidas por Liu e Jordan (1960) e Page (1961), e encontrou resultados satisfatórios na análise com variações percentuais da ordem de 11%.

Tahir (2021) apontou que um modelo empírico desenvolvido para estimar a componente difusa diária de uma EMA pode ser utilizado em um local próximo com condições climáticas semelhantes, mas o modelo desenvolvido para um local específico não deve ser usado para outros locais com diferentes condições climáticas.

Souza (2019) comparou vários modelos empíricos para estimativa da componente difusa horária a partir de dados da irradiação solar global horizontal medida pela EMA da rede SONDA na cidade de Curitiba-PR. Segundo este estudo, através da validação dos resultados por indicadores estatísticos, a correlação de Orgill e Hollands foi a que apresentou os melhores resultados para locais em regiões de baixa latitude como a cidade de Porto Alegre.

A correlação empírica de Orgill e Hollands que relaciona a razão da fração difusa pela irradiação global  $I_d/I$  e o índice  $k_T$  está descrita na Equação (2):

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0,249k_T & k_T < 0,35 \\ 1,557 - 1,84k_T & 0,35 \leq k_T \leq 0,75 \\ 0,177 & k_T > 0,75 \end{cases} \quad (2)$$

Essas equações correlacionam a fração horária da irradiação solar difusa horizontal e o fator  $k_T$  para diferentes intervalos do índice de claridade horário. Apesar da correlação não apresentar bons resultados quando analisamos uma hora isoladamente, os estudos mostram que em um maior intervalo de tempo este método atende e quantifica adequadamente a fração difusa. Escobedo et al., 2009 definiram a caracterização do tipo de cobertura do céu de acordo com a faixa de valores que o índice de claridade  $k_T$  se encontra, sendo apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Caracterização do tipo de cobertura do céu em função do índice de claridade horário  $k_T$

Tipo de cobertura do céu	$k_T$
Nublado	0,00 – 0,30
Parcialmente nublado	0,30 – 0,55
Parcialmente limpo	0,55 – 0,65
Limpo	0,65 – 1,00

Fonte: ESCOBEDO, 2009

## 2.7 EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que ocorre em nível atômico e permite realizar a conversão da radiação eletromagnética proveniente do Sol diretamente em eletricidade. O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 por Alexandre Edmond Becquerel, ao perceber que uma tensão elétrica surgia nos extremos de um eletrodo metálico imerso em uma solução química quando este tipo de material era exposto à ação da luz.

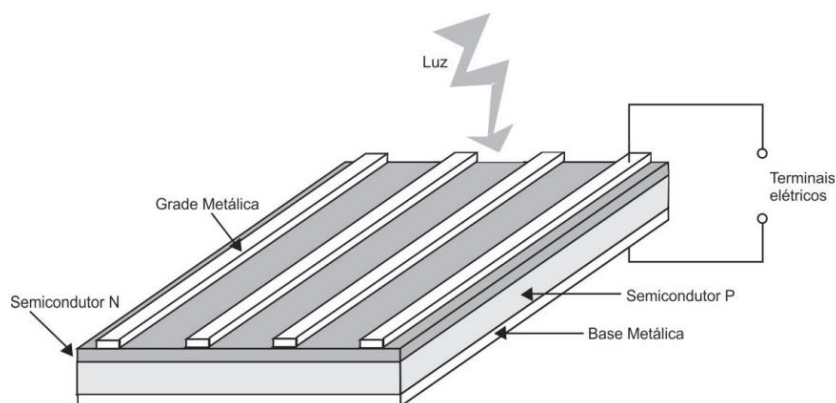
## 2.8 CÉLULA FOTOVOLTAICA

O material semicondutor mais empregado na fabricação de células fotovoltaicas é o silício (Villalva, 2015). Entretanto, este elemento deve ser dopado com impurezas com o objetivo de produzir uma junção PN.

A Figura 2.10 mostra a estrutura de uma célula fotovoltaica convencional conectada à terminais elétricos. Este dispositivo semiconductor de silício é tipicamente formado por uma junção de duas camadas, cada uma composta com um material dopado tipo P e tipo N.

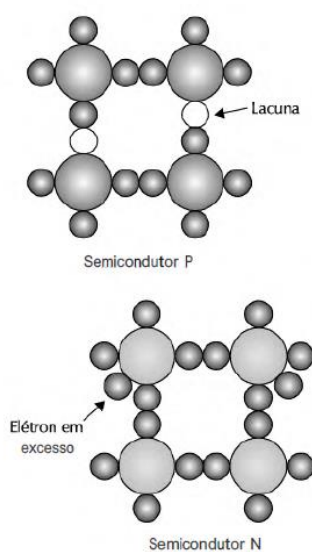
O material P possui maior concentração de lacunas na banda de valência do que um semiconductor puro. Já o material tipo N possui maior concentração de elétrons na banda de condução do que o semiconductor intrínseco, como ilustrado esquematicamente na Figura 2.11.

Figura 2.10 - Estrutura de uma célula fotovoltaica com semicondutores tipo P e tipo N e terminais elétricos conectados



Fonte: (VILLALVA, 2015)

Figura 2.11 – Estruturas moleculares dos semicondutores tipo P e tipo N



Fonte: (VILLALVA, 2015)

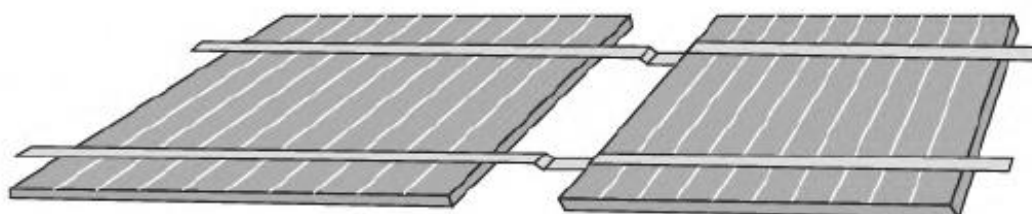
Quando em contato, as camadas dopadas formam uma junção semicondutora chamada junção PN. Na formação da junção PN os elétrons do semicondutor N migram para o semicondutor P ocupando lacunas e gerando um campo elétrico formado pelos íons de impurezas da região da junção e por consequência uma barreira de potencial entre as duas camadas. No momento em que a célula é exposta à luz, ocorre a absorção dos fótons ( $E_f$ ) pelos elétrons de valência, se a energia do fóton for superior ao *band gap* do material ( $E_f > E_g$ ). A absorção da energia do fóton pelos elétrons formam os pares elétrons-lacuna, que se atingem a região do campo elétrico da junção PN são separados e consequentemente produzem uma diferença de potencial (PINHO, 2014).

Estes elétrons são coletados por terminais elétricos que são representados pela grade e a base metálica inferior. Uma pequena parte dos elétrons fica aprisionada na camada N devido à recombinação de pares elétron-lacuna, mas a maior parte fica livre e forma uma corrente elétrica caso o circuito elétrico for fechado, circulando em direção aos eletrodos da camada N.

## 2.9 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A tensão elétrica e a energia produzida por uma célula fotovoltaica sozinha são muito baixas. Quando a célula é iluminada uma tensão elétrica de aproximadamente 0,5 a 0,8 V é observada entre os terminais P e N, sendo insuficiente para a maioria das aplicações e tecnologias convencionais. Por este motivo, as células são agrupadas numa estrutura rígida, ligadas umas às outras em série conforme ilustrado na Figura 2.12, garantindo uma tensão mais elevada e constituindo os denominados módulos fotovoltaicos. Os terminais superiores de uma célula são conectados ao terminal inferior da célula seguinte, até que a tensão de saída desejada seja alcançada (VILLALVA, 2015).

Figura 2.12 - Células fotovoltaicas conectadas em série



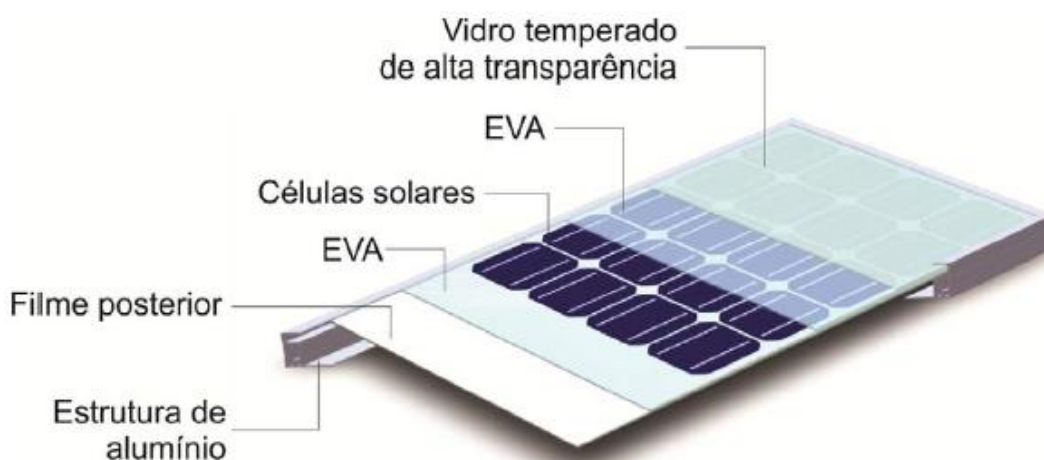
Fonte: (VILLALVA, 2015)

Além da tensão mais adequada para conexão nos inversores, os módulos são montados dessa forma para terem uma maior resistência mecânica. As células fotovoltaicas são muito frágeis e têm espessuras da ordem de 150 a 300  $\mu\text{m}$ , e sua montagem agrupada em forma de módulos possibilita sua aplicação nos sistemas fotovoltaicos (POSSEBON, 2016).

Ressalta-se a importância do cuidado na seleção das células que serão agrupadas em um módulo no momento da fabricação, a fim de reduzir ao máximo o efeito da incompatibilidade de características elétricas (*mismatch*). Devido ao efeito de *mismatch*, as células que apresentam menor corrente acabam por limitar o desempenho do conjunto, diminuindo a eficiência global do módulo. Os módulos fotovoltaicos têm uma moldura estrutural usualmente composta por alumínio anodizado, e o encapsulamento das células é feito com um sanduíche de vidro temperado baixo teor de ferro e elevada transparência para aumentar a absorção de irradiância, EVA estabilizado para a radiação ultravioleta (UV) e um filme polimérico isolante conforme o esquema de montagem ilustrado na Figura 2.13. Na parte traseira do módulo está fixada a caixa de conexões elétricas com os terminais, onde é possível conectar os módulos fotovoltaicos uns aos outros (PINHO, 2014).

Conforme comentado anteriormente, a potência fornecida por um módulo fotovoltaico pode variar de acordo com as condições de irradiação solar e temperatura ambiente a qual está submetido. O mercado adota a nomenclatura convencional de potência de pico do módulo em watt-pico (Wp) como sendo a potência máxima que o módulo pode fornecer quando submetido às condições STC.

Figura 2.13 – Esquema de montagem dos componentes de um módulo fotovoltaico de silício cristalino

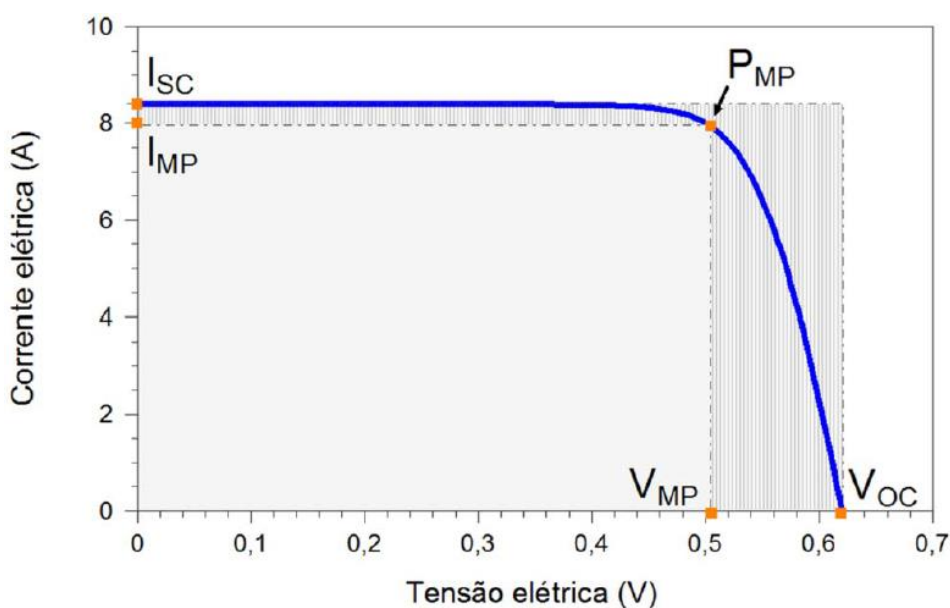


Fonte: (PINHO, 2014)

A Figura 2.14 mostra a relação característica entre corrente e tensão (curva I-V), e entre potência e tensão (curva P-V) em um módulo fotovoltaico. Três pontos estão destacados na curva I-V e merecem maior atenção: o ponto de corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) e o ponto de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ).

Quando os terminais do módulo são colocados em curto-circuito (tensão elétrica nula), a corrente do módulo atinge seu valor máximo e recebe o nome de corrente de curto-circuito. Já quando os terminais do módulo estão abertos, a sua tensão atinge o valor máximo e é denominada tensão de circuito aberto. Em ambas as curvas existe um ponto que corresponde à relação entre corrente e tensão que produz a potência máxima que o módulo pode fornecer, sendo o ponto ideal de operação do mesmo (VILLALVA, 2015).

Figura 2.14 – Curva característica I-V demonstrando a relação corrente-tensão em uma célula fotovoltaica típica e os pontos de corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), de máxima potência ( $P_{MP}$ ) e de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ).



Fonte: (PINHO, 2014)

## 2.10 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos produzem energia elétrica em corrente contínua e pode passar por inversores conectados à rede (*on-grid*), no caso de sistemas FV ou por controladores de carga e baterias no caso de sistemas isolados (*off-grid*). Os módulos



fotovoltaicos são associados em ligações em série e/ou paralelo de modo que se alcance os níveis de tensão e corrente elétrica desejados a cada aplicação. Um conjunto de módulos fotovoltaicos em série recebe usualmente o nome de *string* e um conjunto de *strings* em paralelo o nome de arranjo fotovoltaico.

A Figura 2.15 ilustra as associações de módulos em série e paralelo e as características de cada tipo de arranjo estão descritas abaixo.

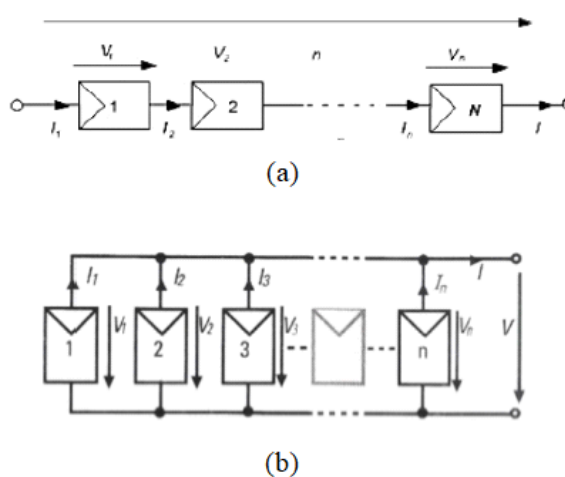
### 2.10.1 Associação de módulos fotovoltaicos em série

Ao serem associados em série, os módulos formam uma *string* com tensão elétrica equivalente a soma de tensões ( $V_1, V_2, \dots, V_n$ ) de cada um dos  $n$  módulos, mas a corrente é a mesma em todo o conjunto.

### 2.10.2 Associação de módulos fotovoltaicos em paralelo

Ao serem associados em paralelo, os módulos formam uma *string* com tensão elétrica igual a fornecida por um módulo individualmente. Já a corrente elétrica é resultado da soma das correntes ( $i_1, i_2, \dots, i_n$ ) de cada um dos  $n$  módulos que compõem o arranjo.

Figura 2.15 - Associações de módulos fotovoltaicos em série (a) e paralelo (b), e as somas de tensão e corrente para cada configuração de arranjo



Fonte: (TRETER, 2016)

### 2.10.3 Associação mista

A associação mista consiste na união das associações em série e paralelo. Desta forma, se permite assim obter níveis de tensão e corrente simultaneamente mais elevados.

## 2.11 INVERSOR FOTOVOLTAICO

O inversor é um equipamento eletrônico que também faz parte dos sistemas FV, normalmente instalados na parede ou em solo, preferencialmente próximo aos arranjos FV. Ele se torna necessário nos sistemas FV para converter a energia elétrica em tensão e corrente contínua (CC) produzida pelos módulos FV para tensão e corrente alternada (CA) utilizada no sistemas de distribuição (VILLALVA, 2015).

A Figura 2.16 mostra alguns exemplos de inversores utilizados em SF. Este equipamento também injeta na rede elétrica da concessionária o excedente de energia elétrica gerado que não foi consumido pelas cargas instaladas na unidade consumidora. O inversor pode trabalhar de diversas formas dependendo da aplicação, podendo ser classificado em duas principais categorias: *on-grid* (conectado à rede elétrica) e *off-grid* (autônomo). Neste estudo será contemplado apenas o modelo *on-grid*. O funcionamento detalhado deste equipamento não faz parte do escopo deste trabalho, sendo abordados nesta seção apenas seus conceitos básicos de operação.

Figura 2.16 – Exemplos de inversores utilizados para conversão de energia elétrica em CC para CA



Fonte: (VILLALVA, 2015)

Para o dimensionamento correto de um sistema FV, ressalta-se a importância de levar

em consideração os parâmetros elétricos informados pelos fabricantes dos módulos e inversores. O número de módulos por arranjo vai influenciar a tensão e a corrente vigente em cada *string* e devem respeitar os limites de entrada CC do inversor (MENDES, 2020).

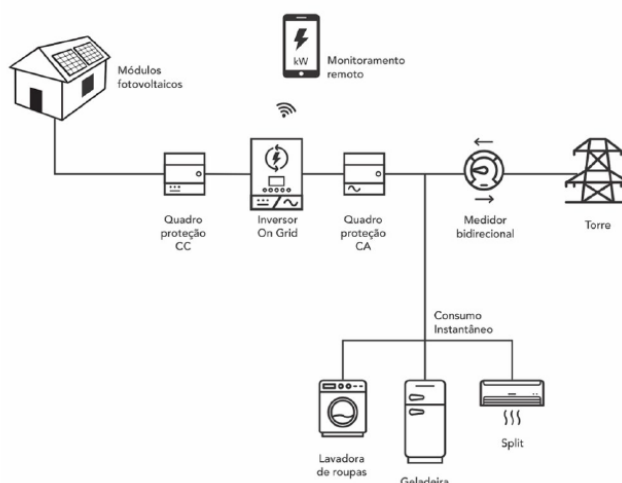
Devido à fatores meteorológicos como a nebulosidade, o valor da irradiância tipicamente será menor que  $1000 \text{ W/m}^2$  e a temperatura de operação do módulo FV será frequentemente mais alta do que  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Dificilmente as condições de operação do sistema estarão semelhantes com as condições *STC*, e por esse motivo a potência fornecida pelo sistema FV é geralmente inferior à sua potência nominal (PEREIRA, 2008).

Os inversores atualmente têm um controle de tensão e corrente capaz de fazer ajustes na polarização do arranjo fotovoltaicos de forma a manter a operação do sistema no ponto de maior potência, que vai variar de acordo com a incidência de irradiância no plano dos módulos e temperatura das células. O termo que denomina este mecanismo de controle eletrônico é o Rastreamento do Ponto de Máxima Potência ou *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Os projetos de sistemas FV são instalados com uma ou mais strings conectadas ao MPPT nas entradas do seu inversor. Quando o inversor possui mais de uma entrada com MPPT, se torna possível conectar strings de módulos fotovoltaicos com diferentes características entre si, como sombreamento, número diferente de módulos por arranjo, ou arranjos instalados com diferentes orientações azimutais e ângulos de inclinação, aumentando assim a eficiência do sistema (ZAKI, 2020).

A Figura 2.17 mostra um inversor conectado ao quadro elétrico de uma unidade consumidora e à rede elétrica da concessionária de energia elétrica, e diversos outros componentes de um sistema FV típico.

Respeitando as normas técnicas de segurança presentes na ABNT NBR 16149 (ABNT, 2013), os inversores comercializados no Brasil devem detectar quando os valores de tensão, corrente ou frequência da rede estão fora da faixa admissível e se desconectar em até 2 segundos. Assim, quando a rede elétrica não estiver energizada, seja por falha ou algum serviço de manutenção, o inversor se isola e evita possíveis acidentes com operadores. Assim, o sistema fotovoltaico fica isolado da rede quando esta não estiver energizada, seja por falhas ou operações de manutenção (PEREIRA, 2008).

Figura 2.17 – Componentes de um sistema FV



Fonte: (ZAKI, 2020)

## 2.12 PROTEÇÕES CC/CA

Para obter o menor número de falhas possível em um sistema FV, deve ser realizado o correto dimensionamento e também a instalação de dispositivos de proteção. Alguns inversores já dispõem de componentes de proteção internos mas, para evitar a necessidade de substituição deste equipamento, deve-se utilizar dispositivos de proteção externos (PINHO, 2014).

Segundo Zaki (2020), com a finalidade de prover uma maior segurança e proteger o inversor de danos e avarias causadas por raios e surtos elétricos, entre os arranjos de módulos FV e a entrada do inversor, está o quadro de proteção CC ou *string box*, onde as strings devem ser conectadas. A *string box* normalmente é composta de fúsiveis, chaves seccionadoras e dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

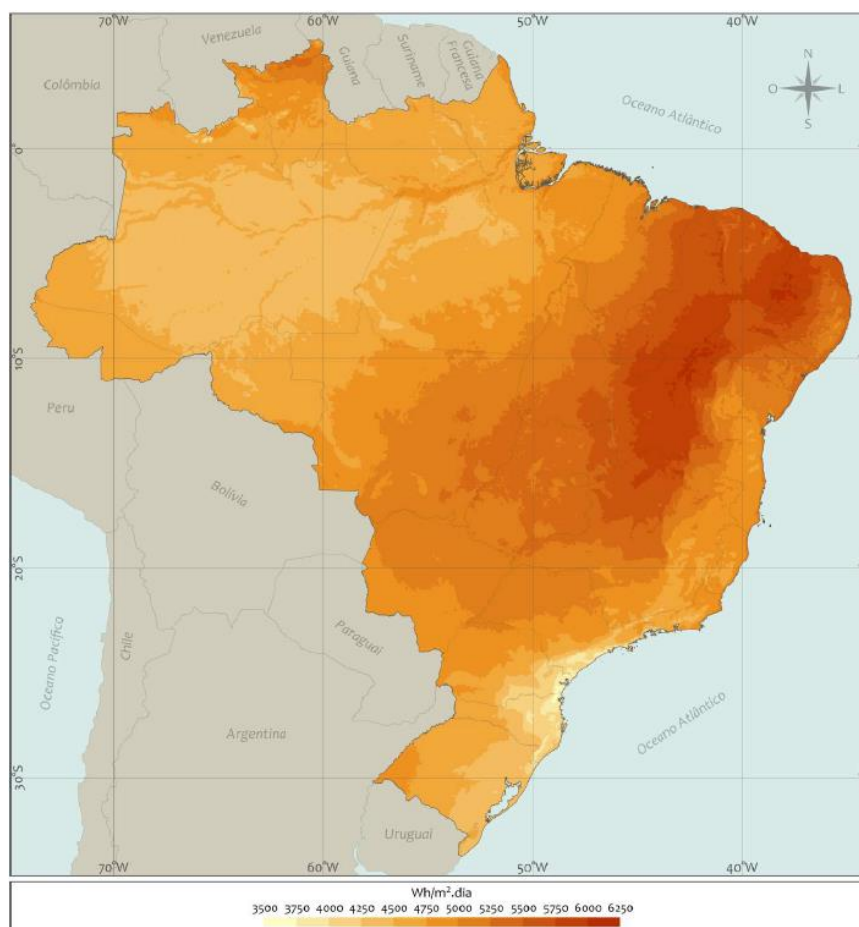
Já entre a saída de energia do inversor e o quadro de distribuição da unidade consumidora está o quadro de proteção CA, que tem como objetivo proteger o equipamento contra o mau funcionamento da rede elétrica da concessionária. Com uma função semelhante à *string box*, ele protege o inversor de surtos elétricos e permite a rápida desconexão do circuito para eventuais manutenções. O quadro CA é composto basicamente por dispositivos DPS e disjuntores termomagnéticos projetados especificamente para a aplicação de CA. A escolha dos modelos dos componentes da *string box* e do quadro de proteção CA está atrelada, respectivamente, às características de entrada e saída do inversor.

## 2.13 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Ao analisar os dados de irradiação solar no Brasil, conclui-se que o país tem ótimas condições para o aproveitamento deste recurso energético. O Atlas Brasileiro de Energia Solar traz uso de modelos numéricos com informações obtidas por satélite pelo INPE, além de validar estes resultados numéricos com uma base representativa das condições ambientais e climáticas medidas por EMA's do INMET e da rede SONDA (SANTOS, 2020).

Em termos de valores de irradiação solar global horizontal diária, a região nordeste do Brasil é a mais privilegiada apresentando uma média de 5483 Wh/m<sup>2</sup>/dia. Já para a região sul do país, a média registrada é de 4444 Wh/m<sup>2</sup>/dia, conforme ilustrado na Figura 2.18 (INPE, 2017).

Figura 2.18 – Mapa da irradiação solar global horizontal diária incidente no território brasileiro em Wh/m<sup>2</sup>/dia

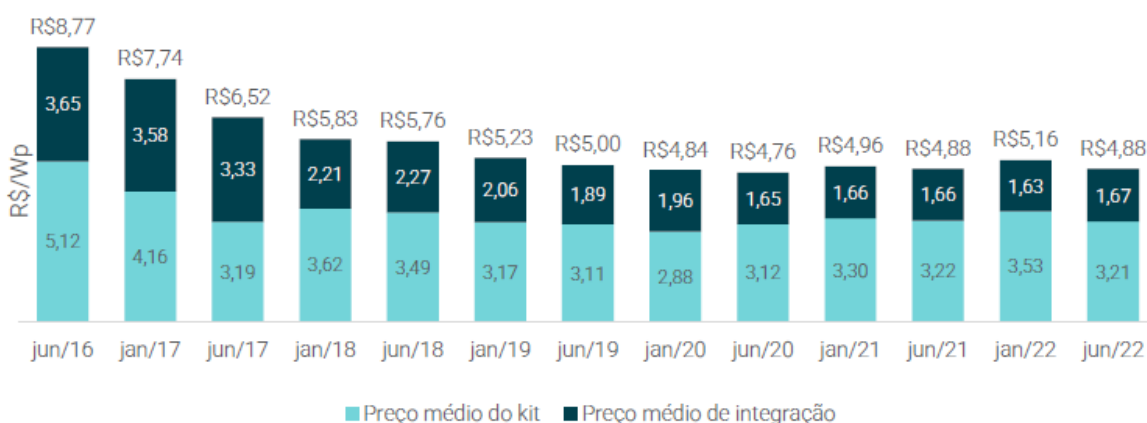


Fonte: (INPE, 2017)

Com a difusão de informações e o aumento dos aportes financeiros no mercado, a geração distribuída por meio dos sistemas FV cresceu significativamente nos últimos anos, mesmo dentro de um contexto econômico de recessão global e com a crise da pandemia do COVID-19, evidenciando o potencial da tecnologia.

Segundo os estudos da Greener (2022), uma estimativa conservadora mostra que existem mais de 26 mil empresas integradoras fotovoltaicas ativas no Brasil. A Figura 2.19 mostra a evolução dos preços médios de um sistema FV residencial (4 kWp) em R\$/Wp, mostrando uma queda de 44% nos últimos 6 anos. Diversas razões impactam no preço final do sistema FV, entretanto a alta competitividade no âmbito empresarial e o aumento da demanda por equipamentos, da eficiência dos módulos e da mão-de-obra de instalação são uns dos principais motivos dessa queda.

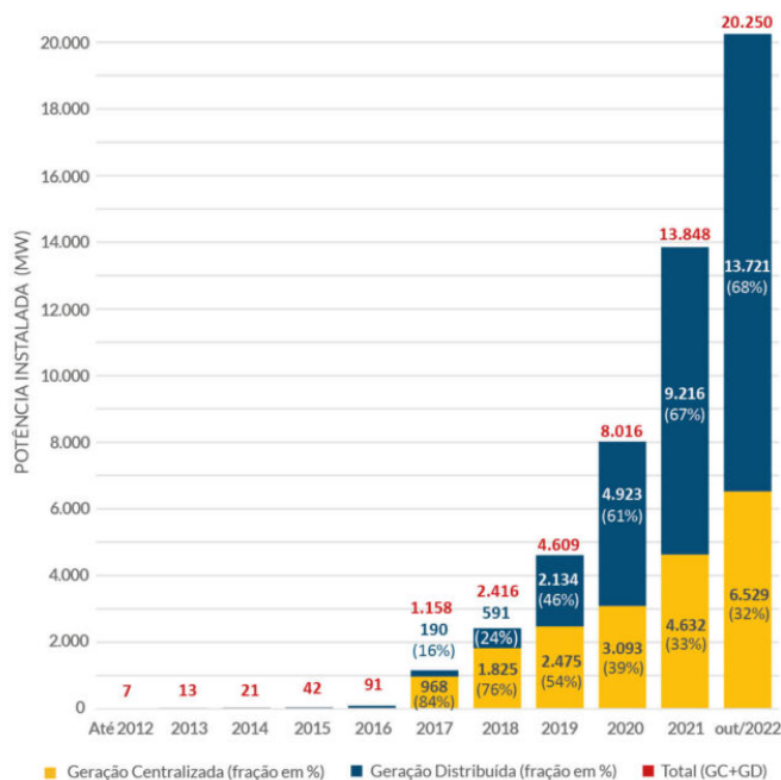
Figura 2.19 - Evolução do preço de um sistema FV residencial em R\$/Wp, mostrando uma queda de 44% nos últimos 6 anos



Fonte: (GREENER, 2022)

Conforme mostra a Figura 2.20, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2022), até o mês de outubro de 2022, foi atingida a marca de 13,72 GW de potência instalada e a previsão de capacidade instalada para a MMGD até o final do ano de 2022 no Brasil é de 17,2 GW.

Figura 2.20 – Evolução anual da potência total instalada da fonte solar no Brasil em MW



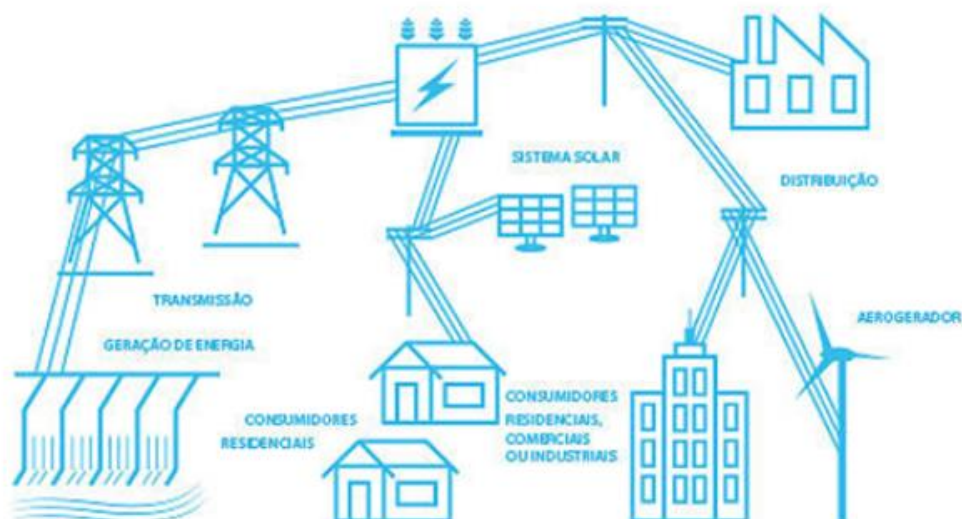
Fonte: (ABSOLAR, 2022)

A grande parte desse montante é composta pela microgeração distribuída que, com mais de 1 milhão de projetos residenciais e comerciais de pequeno e médio porte (até 75 kW) gerando energia, representa 85% da capacidade total instalada no país (GREENER, 2022).

## 2.14 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A geração distribuída (GD) de energia elétrica tem como principal característica o uso de geradores descentralizados. Conforme apresentado na Figura 2.21, diferentemente do modelo tradicional com grandes usinas construídas localizadas em um ponto muito distante das suas unidades consumidoras, a GD tem geradores instalados junto à carga ou próximo ao local de uso do consumidor final.

Figura 2.21 - Esquema ilustrativo da geração distribuída demonstrando as usinas de produção de energia próximas aos pontos de transmissão e consumo da rede elétrica



Fonte: (ANEEL, 2022)

Composta por um misto de pequenas usinas de microgeração distribuída (até 75 kW de potência) e de usinas de médio e grande porte (de 75 kW até 5MW de potência) instaladas em locais remotos e pequenas centrais geradoras de energia conectadas à rede elétrica em zonas urbanas com alta densidade populacional, a GD tem causado grandes mudanças no setor elétrico brasileiro. Dentro dos seus vários benefícios, os que causam maior impacto são a diminuição dos investimentos em usinas baseadas em fontes convencionais de energia e a diminuição das perdas nas linhas de transmissão. Além disso, estas instalações introduzem qualidade de vida com a inserção de fontes limpas de energia e, pelo fato de serem conectadas diretamente às redes de distribuição de baixa tensão, têm uma maior estabilidade na entrega de energia elétrica (VILLALVA, 2012).

O uso de usinas fotovoltaicas em residências, condomínios e construções verticais brasileiras aumenta a oferta de energia na rede elétrica e dá suporte ao constante crescimento da demanda energética. Como a conversão fotovoltaica da energia solar acontece de dia, momento tipicamente de menor consumo residencial, essa energia injetada pode alimentar a indústria que é a responsável por boa parte do consumo energético da matriz brasileira. Sendo assim, essas usinas solares fotovoltaicas contribuem não só para o consumo local, mas para a produção de eletricidade e o futuro da demanda energética do país como um todo. Tendo



como protagonista a fonte solar fotovoltaica por conta de questões como custo e versatilidade, a GD tem crescido entre 60% e 70% ao ano no Brasil desde 2020, a despeito da pandemia do COVID-19 (ABSOLAR,2022).

## 2.15 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 E A LEI 14.300

O texto da Resolução Normativa nº482/2012 da ANEEL configura a criação do modelo de Sistema de Compensação e as regras básicas da categoria, onde a unidade consumidora que possui micro ou minigeração distribuída instalada pode injetar o excedente de energia elétrica produzida, que não foi consumida instantaneamente, na rede da sua respectiva distribuidora responsável. Essa energia injetada na rede elétrica é posteriormente compensada através do consumo da própria UC em horário noturno e nos meses de menor produção de energia (como no caso da fonte solar fotovoltaica no inverno), ou de alguma UC beneficiária cadastrada no modelo de compensação do usuário em questão, abatendo este valor correspondente ao kWh na fatura de energia. Atualmente, através da atualização proposta pela Resolução Normativa nº687/2015, o prazo válido para a utilização dos créditos de energia injetados é de sessenta meses a partir do momento de injeção.

Conforme ilustrado na Figura 2.22, no dia 6 de janeiro de 2022 foi instituída no Brasil a Lei 14300, mais conhecida popularmente como Marco Legal da Geração Distribuída.

Figura 2.22 - Etapas da aprovação do Marco Legal da GD



Fonte: (GREENER, 2022)

Por meio desta, foi estabelecido e solidificado legalmente a regulação da MMGD de energia. Dentre várias mudanças propostas, a principal contribuição que a Lei 14.300 traz para o crescente mercado de GD no Brasil diz respeito a um novo cálculo no sistema de compensação de créditos estabelecendo compensações para as distribuidoras pelo uso da infraestrutura da rede elétrica e à garantia de direito adquirido das UCs que solicitaram acesso à MMGD anteriormente nas regras atuais (ANEEL,2022).

Este novo modelo tem as diretrizes elaboradas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a valoração dos benefícios da GD será aplicada de acordo com a regulamentação da ANEEL a partir de 2023 respeitando o período de adaptação de um ano (2022/2023) para início das novas regras tarifárias. Após este primeiro período de adaptação, as novas regras começam a serem aplicadas de acordo com os prazos de transição da Figura 2.23 (GREENER, 2022).

Figura 2.23 - Etapas de transição e aplicação das novas regras tarifárias



Fonte: (GREENER, 2022)

## 2.16 MONITORAMENTO REMOTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O monitoramento remoto de sistemas FV consiste em acompanhar a produção de uma usina fotovoltaica, mostrando em tempo real indicadores do desempenho e estado de funcionamento do sistema e seus componentes, além de trazer um histórico de operação desde o momento em que a planta foi instalada e ativada. Para garantir a produção de energia prevista no projeto, as empresas integradoras devem adotar medidas de pós-venda que avaliem com precisão o desempenho e as perdas por degradação do sistema FV instalado, identifiquem falhas no sistema e orientem a sua manutenção preventiva.

De acordo com a segunda edição da norma internacional IEC 61724-1 de 2021, os pré-requisitos de um sistema de monitoramento podem variar com as especificações exigidas para a instrumentação de medição e o objetivo da análise. A comissão criou duas classificações distintas (*A* e *B*) para descrever a terminologia, instrumentação e metodologia de monitoramento e análise de desempenho de sistemas FV. A classe *A* trata do monitoramento de acurácia alta utilizando sensores de alta precisão, mais recomendado para usinas de geração centralizada e grandes usinas de minigeração distribuída com capacidade total na ordem de MW. Já a utilização do monitoramento classe *B* de acurácia média é mais apropriado para instalações comerciais e residenciais (MOURA, 2020).

Entretanto, a realidade para projetos de sistemas com potência dentro da faixa de microgeração distribuída no Brasil (<75 kW) é outra. Os custos para implementar um sistema de monitoramento dentro de todos os requisitos sugeridos pela norma, mesmo na classe *B*, tornam essa prática pouco viável economicamente.

Além de sua função de conversão de corrente CC/CA, o inversor também possui o papel de possibilitar o monitoramento de produção de energia do sistema FV. Muitos dos parâmetros que necessitam ser monitorados podem ser obtidos através do próprio painel do inversor, através do armazenamento destas informações em um datalogger conectado via USB no inversor e na rede Wi-Fi do local de instalação. Torna-se possível gerar relatórios de consumo da unidade, observar o histórico de produção de energia CA diária e a acumulada injetada na rede, os valores de grandezas elétricas como a tensão e corrente na entrada e na saída (CC e CA), frequência, gráficos, tabelas e receber alertas e identificações de falhas.

Conforme demonstrado na Figura 2.24, a plataforma *web* do fabricante do inversor normalmente fornece essas informações de operação do sistema FV com um layout intuitivo e de fácil usabilidade. Existem atualmente no mercado diversas ferramentas de gestão de pós-venda e monitoramento de desempenho de sistemas FV. Estas ferramentas são desenvolvidas especialmente para as empresas integradoras e consumidores, centralizando informações de diferentes plantas e inversores de diversos fabricantes na mesma *dashboard*.

Figura 2.24 – Interface de monitoramento de um sistema fotovoltaico convencional no portal do fabricante do inversor.



Fonte: (GROWATT, 2022)

Todavia, pouco se sabe sobre os parâmetros de análise do monitoramento aplicado aos sistemas residenciais e comerciais do mercado de microgeração distribuída. Em muitos casos, essas ferramentas apresentam certas limitações e acabam por comprometer o conhecimento mais preciso do desempenho da usina. A plataforma disponibiliza na interface de monitoramento o resultado do cálculo da energia produzida através da integral horária da potência instantânea em W na saída do inversor e disponibiliza esse resultado, mas não apresenta o cálculo da expectativa de produção de energia para o mesmo período com os parâmetros meteorológicos para comparação, ignorando a natureza estocástica e a alta variabilidade dos valores de irradiância solar de cada local.

Muitas vezes o próprio integrador configura a faixa de operação com indicadores de desempenho que monitoram a necessidade de realizar alguma intervenção de limpeza ou manutenção preventiva no sistema. Entretanto, esses índices estão calibrados através de médias históricas de irradiação solar provenientes de bancos de dados como os do CRESESB, e não consideram no cálculo as condições instantâneas ou variáveis básicas de projeto que causam perdas no sistema como, por exemplo, o ângulo de azimute, inclinação dos módulos e a temperatura ambiente.

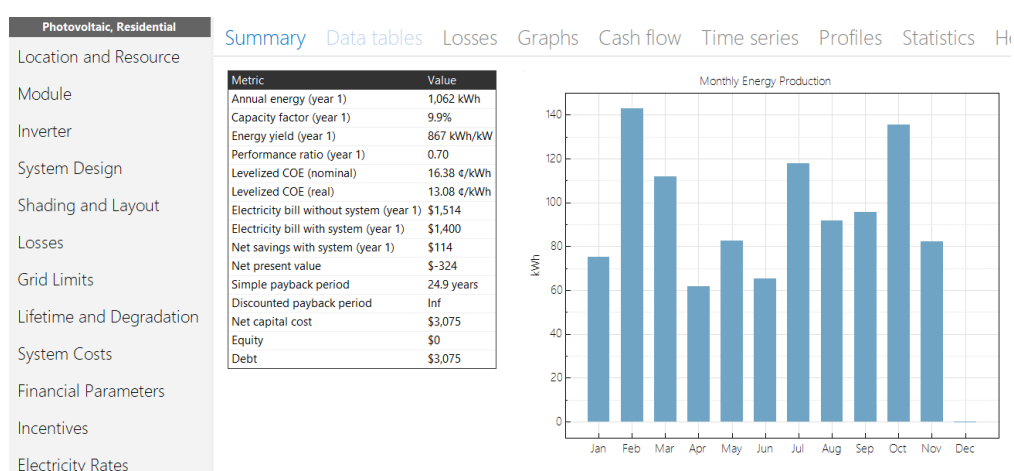
## 2.17 SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM

O SAM é um *software* gratuito de modelagem desenvolvido pelo *National Renewable*

*Energy Laboratory* (NREL) que permite realizar a análise da produção energética e análise financeira de sistemas FV, auxiliando tomadores de decisão do setor de energia solar fotovoltaica e diversas outras tecnologias renováveis (BLAIR et al., 2018).

A Figura 2.25 mostra a interface da versão 2020.2.29 da ferramenta SAM. Com a inserção de arquivos que contém um conjunto de parâmetros meteorológicos da localidade em estudo é possível calcular a energia elétrica produzida pelo sistema detalhadamente.

Figura 2.25 – Interface de uso da versão 2020.2.29 da ferramenta de simulação de projetos AS



Fonte: Elaborado pelo autor

O SAM possui um modelo detalhado de cálculo que estima a energia elétrica produzida por um sistema FV usando parâmetros elétricos separados de módulo e inversor disponíveis nas folhas de dados do fabricante. Outros detalhes de projeto como inclinação e azimute das *strings*, estimativa de perdas no sistema por sujeira, sombreamento, *mismatch* e cabeamento são consideradas nos cálculos da ferramenta.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta parte do trabalho será abordada detalhadamente a metodologia utilizada para o estudo do monitoramento de desempenho quantitativo de um sistema FV. Para realizar um bom monitoramento de desempenho é necessária a coleta dos parâmetros técnicos da instalação fotovoltaica e a medição de dados confiáveis das condições de irradiância solar e temperatura no local de instalação dos módulos (CHEPP, 2018).

Na primeira seção foi caracterizado com detalhes o local de instalação e os seus respectivos dados climáticos como o tipo de clima, o potencial solar e a produtividade fotovoltaica da região.

Na segunda seção foi apresentada uma descrição detalhada das informações técnicas do arranjo fotovoltaico, listando os parâmetros técnicos dos módulos e do inversor que compõem o sistema FV instalado no LABSOL e utilizado como objeto deste estudo de monitoramento.

A terceira seção descreveu os equipamentos utilizados para a medição e armazenamento de dados de irradiação solar e temperatura no local de instalação, assim como a aquisição de dados de potência em corrente alternada na saída do inversor.

Na quarta seção foi descrita a metodologia de uso dos bancos de dados de radiação solar e temperatura do INMET e do NREL, que estão disponíveis publicamente, e o consequente tratamento destes dados. Por meio destes dados e do estudo de modelagem das componentes de radiação solar foi possível construir uma metodologia de monitoramento de sistemas fotovoltaicos de baixo custo em qualquer localidade.

Por último, foi discriminado o uso da ferramenta gratuita SAM que, alimentado por diferentes fontes de dados climáticos, viabilizou a obtenção e comparação dos resultados de energia elétrica produzida pelo sistema FV através de simulações computacionais.

#### 3.1 LOCAL DE INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE DADOS CLIMÁTICOS

O sistema FV utilizado como base para o estudo está instalado na cidade de Porto Alegre-RS, em uma das coberturas do Laboratório de Energia Solar (LABSOL), situado na entrada do Campus do Vale da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). O LABSOL é um laboratório de pesquisa na área de energia solar, vinculado à Escola de Engenharia da UFRGS, que atua desde os anos 70 como um dos grupos pioneiros na

implantação de sistemas FV no Brasil.

A 46 m do nível do mar e caracterizada por um clima subtropical úmido, Porto Alegre apresenta uma temperatura média anual de 19,5 °C. Ainda nas médias mensais ao longo de vários anos, o mês mais quente apresenta 24,6 °C e o mês mais frio 14,3 °C (CARDIA, 2010).

A Figura 3.1 mostra as instalações do LABSOL nas coordenadas geográficas 30°04'28.17"S,51°07'31.98"O. A média anual da irradiação solar global no plano horizontal para a região de Porto Alegre é de 4,62 kWh/m<sup>2</sup>.dia com azimute norte (0°N), sendo essa a maior média anual apontada pelo CRESESB através de estação solarimétrica com piranômetros de primeira classe, localizada aproximadamente a 3,7 km de distância da central geradora em estudo.

Figura 3.1 – Visão de satélite das instalações do prédio do LABSOL

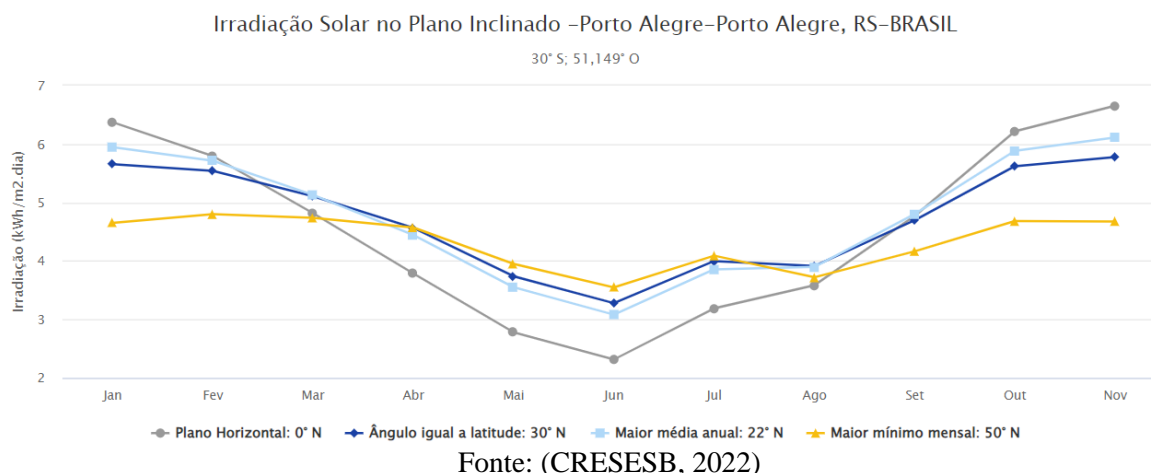


Fonte: (Google Earth, 2022)

A Figura 3.2 demonstra ao longo do ano a média dos valores de irradiação solar global no plano inclinado para diferentes ângulos: no plano horizontal, ângulo igual a latitude do local, e nos ângulos de inclinação onde foram registradas as maiores e menores médias anuais, respectivamente 22° e 50°. A produtividade fotovoltaica anual no mesmo local é de 1303 kWh/kWp, também orientado para o norte e com ângulo de inclinação de 25°, segundo dados do Atlas Solar do Rio Grande do Sul.



Figura 3.2 – Irradiação solar global horizontal em Porto Alegre-RS para diferentes ângulos de inclinação dos módulos



De acordo com a Figura 3.3, a região de menor perda de produtividade fotovoltaica anual na cidade de Porto Alegre é dada na faixa de 345° a 15° para ângulos de azimute, e de 20° a 30° para ângulo de inclinação do painel em relação ao plano horizontal (KREZINGER et al., 2018).

Figura 3.3 – Percentual da produtividade fotovoltaica máxima obtida no ângulo de inclinação de 25° em função do azimute e inclinação em Porto Alegre-RS

		AZIMUTE																							
		195°	210°	225°	240°	255°	270°	285°	300°	315°	330°	345°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°
INCLINAÇÃO PAINEL	90°	19%	22%	27%	32%	38%	43%	48%	51%	53%	54%	53%	53%	53%	53%	52%	50%	47%	43%	38%	33%	27%	23%	19%	18%
	85°	21%	25%	30%	36%	42%	47%	52%	56%	58%	59%	59%	59%	58%	58%	57%	55%	51%	47%	42%	36%	30%	25%	22%	20%
	80°	24%	28%	33%	39%	46%	51%	56%	60%	63%	65%	65%	65%	64%	64%	62%	59%	55%	51%	45%	40%	34%	28%	24%	22%
	75°	27%	31%	37%	43%	49%	55%	61%	65%	68%	70%	70%	70%	70%	69%	67%	64%	60%	55%	49%	43%	37%	32%	27%	25%
	70°	30%	34%	40%	47%	53%	59%	65%	69%	72%	75%	76%	76%	75%	74%	72%	68%	64%	59%	53%	47%	40%	35%	31%	29%
	65°	34%	38%	44%	50%	57%	63%	69%	73%	77%	79%	80%	81%	80%	79%	76%	73%	68%	63%	57%	50%	44%	39%	34%	33%
	60°	38%	42%	47%	54%	60%	67%	72%	77%	81%	84%	85%	85%	85%	83%	80%	76%	72%	66%	60%	54%	48%	42%	39%	37%
	55°	43%	46%	51%	58%	64%	70%	76%	81%	85%	87%	89%	89%	88%	87%	84%	80%	75%	70%	64%	58%	52%	47%	43%	42%
	50°	47%	50%	55%	61%	68%	74%	79%	84%	88%	91%	92%	92%	92%	90%	87%	83%	79%	73%	67%	61%	56%	51%	48%	46%
	45°	52%	55%	59%	65%	71%	77%	82%	87%	91%	93%	95%	95%	95%	93%	90%	86%	82%	76%	71%	65%	60%	55%	52%	51%
	40°	57%	59%	64%	69%	74%	80%	85%	89%	93%	95%	97%	97%	97%	95%	92%	89%	84%	79%	74%	69%	64%	60%	57%	56%
	35°	62%	64%	68%	73%	77%	82%	87%	91%	95%	97%	98%	99%	99%	97%	94%	91%	87%	82%	78%	73%	68%	65%	62%	61%
	30°	67%	69%	72%	76%	81%	85%	89%	93%	96%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	92%	89%	85%	81%	76%	72%	69%	67%	66%
25°	72%	74%	76%	80%	83%	87%	91%	94%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	94%	90%	87%	83%	80%	77%	74%	72%	71%	
20°	77%	78%	80%	83%	86%	89%	92%	95%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	94%	92%	89%	86%	83%	80%	78%	77%	76%	
15°	81%	82%	84%	86%	88%	90%	93%	95%	96%	98%	98%	99%	98%	98%	96%	95%	92%	90%	88%	86%	84%	82%	81%	81%	
10°	86%	86%	87%	88%	90%	91%	93%	94%	95%	96%	97%	97%	97%	96%	95%	94%	93%	91%	90%	88%	87%	86%	85%	85%	
5°	89%	89%	90%	90%	91%	92%	93%	93%	94%	95%	95%	95%	95%	94%	94%	93%	93%	92%	91%	90%	90%	89%	89%	89%	
0°	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	

Fonte: (KREZINGER et al., 2018)

### 3.2 DADOS DO SISTEMA FV

O sistema FV está apresentado em perspectiva geral na Figura 3.4. Ele foi instalado em 2018 no LABSOL e é objeto deste estudo. Para captar a radiação solar incidente o sistema conta com 5 módulos de 60 células de silício policristalino (Yingli YL245P-29b) que ocupam



uma área total de 8,12 m<sup>2</sup>. Os módulos estão fixados na cobertura através de estruturas de aço galvanizado, respeitando uma distância mínima de 15 centímetros a fim de possibilitar seu resfriamento por ventilação natural. Eles possuem 15,1% de eficiência nominal, 245 Wp de potência e foram conectados em série, totalizando uma potência nominal de 1,225 kWp. A face dos módulos foi orientada para o norte geográfico (0°N) com uma inclinação de 20° em relação ao plano horizontal, próxima da inclinação com maior média anual de irradiação solar para Porto Alegre.

Figura 3.4 – Sistema FV instalado no LABSOL em Porto Alegre (UFRGS)



Fonte: elaborado pelo autor

Um inversor de 1,2 kW (Sunny Boy SB1200) e de 92,1% de eficiência nominal foi instalado para realizar a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e a conexão com a rede de fornecimento de eletricidade da CEEE-Equatorial.

Os parâmetros elétricos dos módulos em condições de teste padrão (STC) e do inversor utilizados estão descritas nas Tabelas 2 e 3, respectivamente.

Tabela 2 – Parâmetros elétricos do módulo FV em STC.

Marca	Yingli Solar
Modelo	YL245P-29b
Potência de pico	245 Wp
Comprimento	1,64 m
Largura	0,99 m
Área do módulo	1,63 m <sup>2</sup>
Eficiência do módulo ( $\eta_M$ )	15,1 %
Tensão em Pmax ( $V_{MPP}$ )	29,6 V
Corrente em Pmax ( $I_{MPP}$ )	8,28 A
Tensão em circuito aberto ( $V_{OC}$ )	37,5 V
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	8,83 A

Tabela 3 – Parâmetros elétricos de entrada e saída do inversor de frequência

Marca	SMA
Modelo	Sunny Boy SB1200
Potência CA nominal ( $P_{CA\text{nom}}$ )	1200 W
Tensão máxima de entrada	400 V
Intervalo de tensão do MPPT ( $\Delta V_{\text{MPPT}}$ )	100 – 320 V
Tensão nominal de entrada	120 V
Número de MPPTs	1
Máxima corrente de entrada CC ( $I_{CC\text{max}}$ )	12,6 A
Intervalo de frequência da rede CA ( $f_{\text{NOM}}$ )	50-60 Hz
Eficiência máxima do inversor ( $\eta_{\text{INV}}$ )	92,1 %
Corrente CA nominal ( $I_{\text{NOM}}$ )	6.1 A

### 3.3 DADOS MEDIDOS NO LOCAL DE INSTALAÇÃO

Parte da investigação deste estudo incluiu obter medidas com precisão das variáveis climáticas locais como irradiância solar em  $\text{W/m}^2$  e as temperaturas ambiente e dos módulos em  $^{\circ}\text{C}$ . Com exceção da temperatura dos módulos, as demais medidas foram utilizadas posteriormente para comparação com dados públicos já disponibilizados para a mesma localidade.

Para se obter as medidas de temperatura ambiente à qual o sistema fotovoltaico foi exposto, se fez necessário a utilização de sensores específicos para a medição desta grandeza. A medição de temperatura ambiente ( $T_{\text{AMB}}$ ) e de temperatura na superfície dos módulos fotovoltaicos ( $T_{\text{MOD}}$ ) foram realizadas com sensores do tipo PT100.

Neste estudo foram utilizados dois piranômetros de sensor termopilha. O piranômetro demonstrado na Figura 3.5 é do modelo MS60 de primeira classe e mede a irradiância solar global horizontal (EKO INSTRUMENTS CO., 2019) enquanto o outro demonstrado na Figura 3.7 é de padrão secundário, modelo CMP11 (KIPP & ZONEN, 2004) e com anel de sombreamento para medir irradiância solar difusa horizontal no local de instalação do sistema. Os piranômetros foram instalados em uma estrutura de alumínio que os mantiveram a um metro acima da superfície da laje de cobertura de um dos prédios do LABSOL, adjacente ao prédio onde se encontra o sistema monitorado.

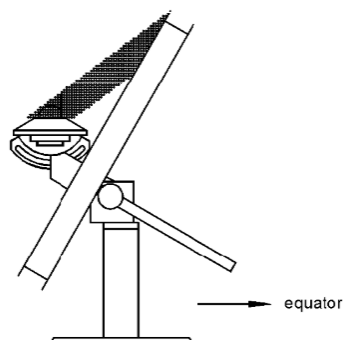
O anel de sombreamento modelo CM121, demonstrado na Figura 3.6, tem a função de obstruir a componente direta da irradiância solar ao longo de todo o dia, permitindo medir apenas o valor da componente difusa horizontal da irradiância solar.

Figura 3.5 - Piranômetro instalado na cobertura do LABSOL para medir irradiação solar global no plano horizontal



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

O anel necessita de ajustes periódicos em um intervalo de poucos dias (3 a 7) de forma manual, a fim obter valores de irradiância fiéis à declinação solar característica de cada estação do ano. Houve momentos em que foi impossibilitada a realização destes ajustes e a influência nos resultados de medição será discutida na seção de resultados. Figura 3.6 – Esquema de montagem do piranômetro equipado com um anel de sombreamento



Fonte: (KIPP & ZONEN, 2004b)

A Figura 3.7 mostra o piranômetro responsável pela medição de irradiância difusa instalado no LABSOL. Este modelo de anel tem um formato de perfil-U que simplifica a correção matemática para radiação difusa interceptada. Os resultados da medição do piranômetro para radiação difusa, utilizando o anel de sombreamento, foram corrigidos através de diferentes valores do fator de correção  $F_C$ . Esta correção é feita para compensar a parcela difusa do céu que foi bloqueada pelo próprio corpo do anel de sombreamento. Os valores de  $F_C$  variam de acordo com os dias do ano, latitude e o hemisfério da cidade onde o piranômetro está instalado. Os valores utilizados estão em uma tabela presente no manual do equipamento e a metodologia de cálculo utilizada pelo fabricante se baseia em um modelo de irradiância uniforme de céu difuso. A tabela está organizada de modo que os fatores de correção para uma latitude específica estejam em uma determinada linha. Os fatores são calculados para declinações solares de  $-24^\circ$  a  $+24^\circ$  com intervalos de dois graus. (KIPP & ZONEN, 2004b).

Figura 3.7 – Piranômetro equipado com anel de sombreamento acoplado para realizar medição de irradiação solar difusa no plano horizontal



Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Uma célula *FV* de referência de silício monocristalino foi usada para medir a irradiância solar global inclinada no plano do arranjo fotovoltaico de acordo com a Figura 3.8. Na prática, a célula de referência está submetida às mesmas condições de irradiância solar e temperatura em que estão expostas as strings do sistema *FV*, trazendo os resultados mais

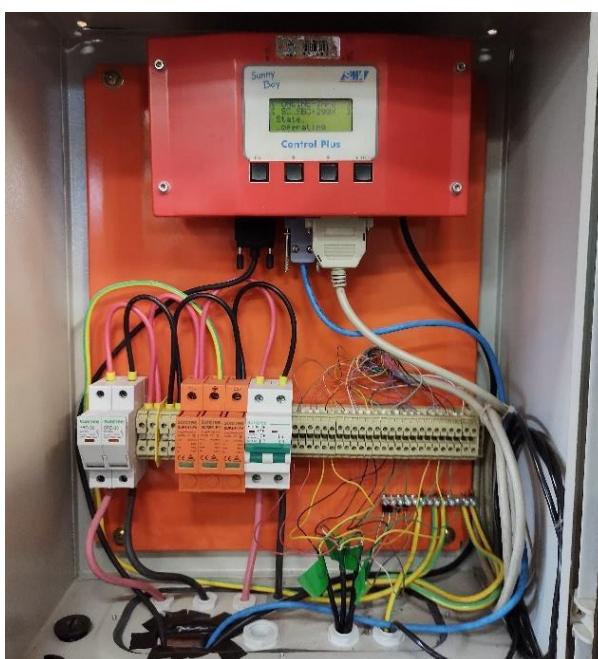
acurados da análise e possibilitando a comparação com as demais fontes. As leituras de potência instantânea em corrente alternada (W) na saída do inversor, temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) e irradiância ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) foram realizadas diretamente pelo sistema de aquisição de dados SMA SBCOP02 Sunny Boy apresentado na Figura 3.9.

Figura 3.8 - Célula de referência utilizada no LABSOL para medição da irradiância solar global no plano inclinado dos módulos



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 3.9 - Sistema de aquisição de dados (SMA SBCOP02 Sunny Boy) instalado no LABSOL



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Com a tabulação destes dados em escala temporal também se obtiveram resultados para a energia elétrica produzida em kWh. Estes serão posteriormente comparados com resultados das simulações de energia produzida e também avaliados pelos indicadores de desempenho, os quais são apresentados no capítulo de resultados e discussões. As incertezas associadas aos parâmetros citados são de 2% a 4%.

As médias desses parâmetros foram calculadas considerando intervalos de vinte em vinte minutos e armazenadas pelo sistema de aquisição de dados durante o período de medição citado. Esses valores foram compilados e transformados em médias horárias através de ferramentas computacionais. Os valores de velocidade do vento no local de instalação não foram medidos durante o período de avaliação e, portanto, não fazem parte do arquivo de dados levantados.

O período de medições considerado para o monitoramento do sistema FV foi de junho de 2021 a maio de 2022, tendo uma pequena janela ausente de dados, que compõe o mês de dezembro inteiro, onde foi impossibilitado o armazenamento manual das medições devido às restrições de COVID-19 e de capacidade de armazenamento do datalogger.

### 3.4 BASE DE DADOS CLIMÁTICOS DO INMET E FERRAMENTA SOLPOS 2.0

Valores de irradiação solar global no plano horizontal ( $I$ ) e temperatura ambiente ( $T_{AMB}$ ) em intervalos de uma hora foram retirados do histórico de três EMA's do INMET espalhadas pelo Rio Grande do Sul:

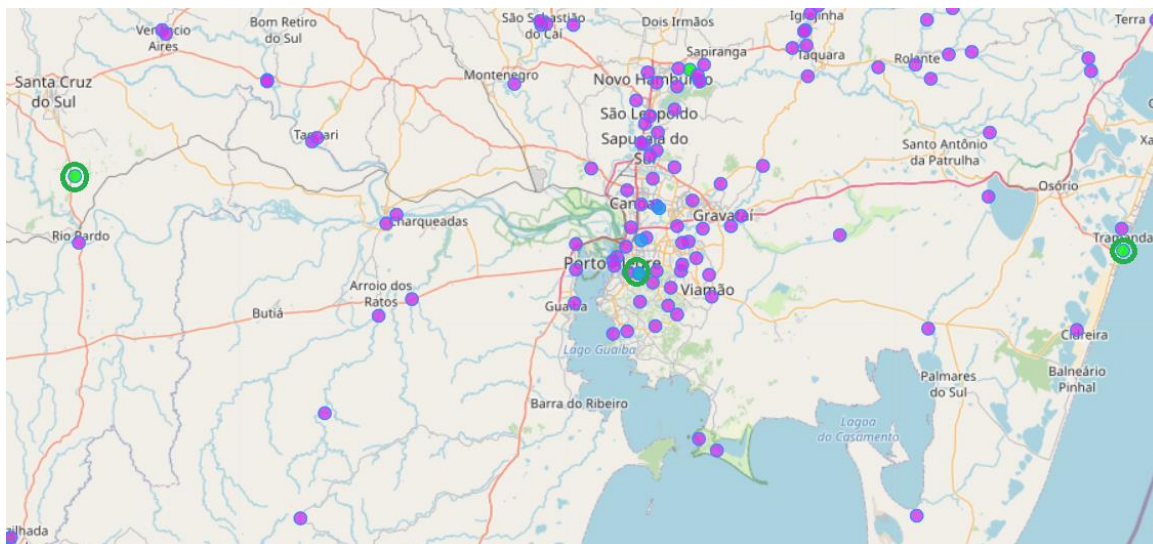
- A-801, localizada na sede do INMET em Porto Alegre-RS. A EMA fica aproximadamente a **6 km** de distância do sistema FV instalado no LABSOL;
- A-813, localizada próxima à Associação dos Fumicultores do Brasil na cidade de Rio Pardo-RS. A EMA fica a aproximadamente **123 km** de distância do sistema FV instalado no LABSOL;
- A-834, localizada próxima à TRANSPETRO e o farol da cidade de Tramandaí-RS. A EMA fica aproximadamente a **95 km** de distância do sistema FV instalado no LABSOL.

A localização das três EMA's escolhidas para fornecer dados de irradiação solar e temperatura está apresentada no mapa da Figura 3.10.



Figura 3.10 – Mapa do INMET contendo as três EMA's escolhidas para análise de dados.

Da esquerda para a direita A-813, A-801 e A-834

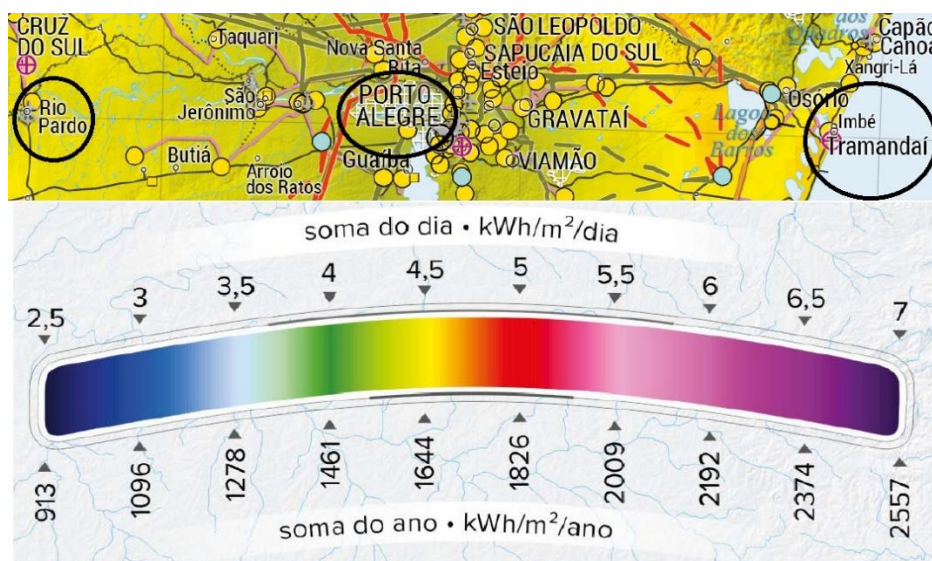


Fonte: adaptado de (INMET,2022)

As EMA's foram escolhidas com um critério de estarem em locais com latitudes aproximadas e com o objetivo de avaliar o impacto nos resultados finais com origens de dados em diferentes pontos do mapa, num raio de distância de até aproximadamente 123 km. Foram checadas diversas EMA's mais próximas à EMA A-801, buscando encontrar condições climáticas semelhantes à da cidade de Porto Alegre. Todavia, estas estações continham diversas falhas causando ausência de dados e também resultados inconsistentes encontrados em alguns meses, prejudicando a análise comparativa.

A Figura 3.11 mostra um comparativo de valores médios históricos coletados durante mais de uma década da irradiação solar global horizontal para as localidades das três EMA's segundo o Atlas Solar do Rio Grande do Sul. As cidades apresentam pequenas variações entre si, mostrando a cidade de Tramandaí com a maior média anual (BACK et al., 2018).

Figura 3.11 – Comparativo de valores médios de irradiação solar global horizontal para as cidades onde estão localizadas as três EMA's



Fonte: adaptado de Back et al, 2018.

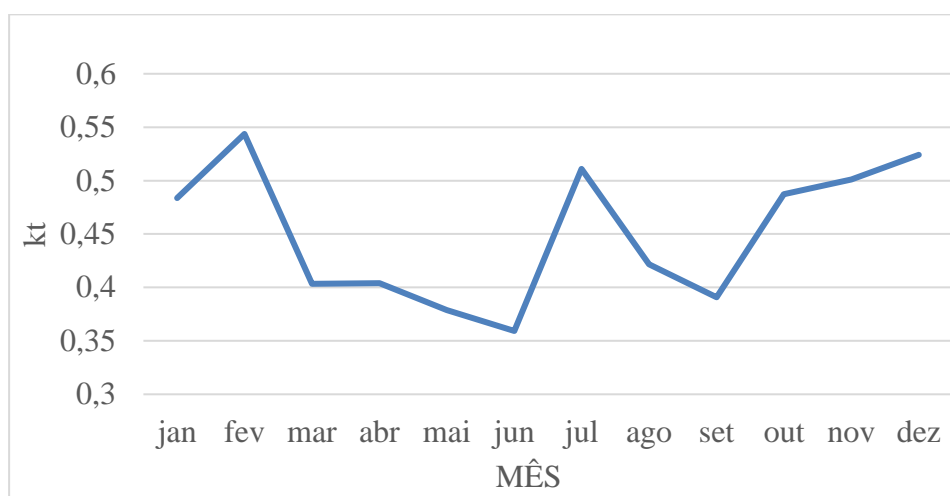
Além disso, a ferramenta calculadora do modelo *Solar Position and Intensity* (SOLPOS 2.0) do NREL, disponibilizada gratuitamente, foi utilizada. Para o cálculo foi inserido na entrada da ferramenta o período de análise (junho de 2021 – maio de 2022), dados do local como latitude, longitude, ângulo de azimute, pressão atmosférica e temperatura ambiente média de bulbo seco. O SOLPOS 2.0 disponibilizou dados de irradiação solar global horizontal extraterrestre  $I_0$  e do ângulo de zênite  $\theta_z$  em escala horária.

Nos horários próximos ao nascer e pôr do sol, foram verificadas incoerências na medição de irradiação solar e principalmente no cálculo do  $k_T$ . Isso se deve ao fato de que, geometricamente, o Sol ainda não apareceu ou se escondeu totalmente no horizonte, entretanto os piranômetros instalados já passam a registrar valores de irradiação solar difusa. Por esse motivo, foram considerados para os cálculos apenas os valores ângulos de zênite menores que  $90^\circ$  (sol acima do horizonte) e os valores de irradiação extraterrestre na metade de cada hora do início e final dia, caracterizando a irradiação no centro do intervalo de uma hora.

Segundo os critérios apresentados anteriormente por Escobedo (2009) e os cálculos realizados com os dados obtidos pela EMA A-801 para o índice de claridade horário  $k_T$  médio ao longo dos meses de medição, a cidade de Porto Alegre é caracterizada por possuir um céu parcialmente nublado durante o ano inteiro conforme demonstrado na Figura 3.12.



Figura 3.12 - Valores da média mensal para o índice  $k_T$  horário na cidade de Porto Alegre segundos dados da EMA A-801 e do SOLPOS durante o período de medição



Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Dispondo da radiação solar global horizontal e a razão  $I_d/I$ , pôde-se obter a radiação solar difusa horizontal  $I_d$  em intervalos horários (Duffie, 1982). Os valores encontrados por modelagem para a componente difusa da irradiação solar serão apresentados na seção de resultados e discussões.

### 3.5 SYSTEM ADVISOR MODEL – SAM

A simulação de produção de energia elétrica e desempenho do sistema FV foi realizada utilizando a versão 2020.2.29 do *software* SAM.

A Figura 3.13 ilustra por meio de um fluxograma a metodologia utilizada no SAM e a ordem dos processos de comparação entre os resultados. Três simulações distintas foram realizadas a fim de analisar a diferença entre os resultados de energia elétrica produzida com informações provenientes de diferentes fontes:

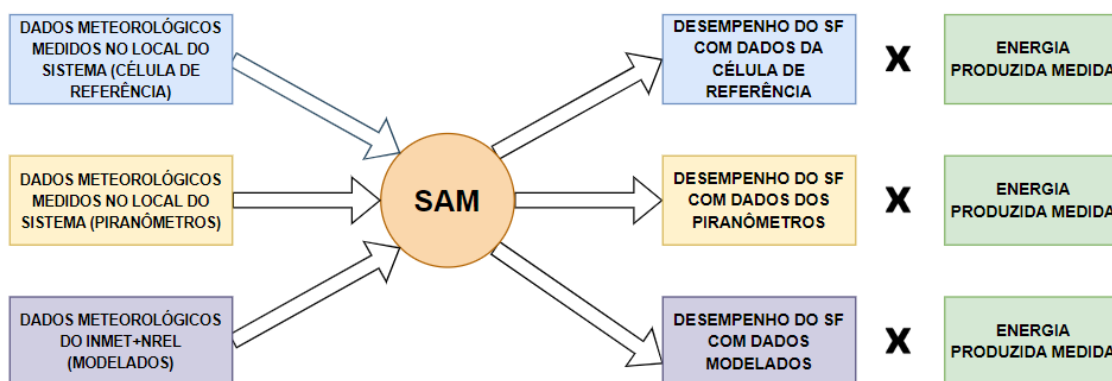
1- arquivo climático com dados de radiação solar e temperatura medidos no local respectivamente pela célula de referência e sensores tipo PT100;

2- arquivo climático com dados de radiação solar e temperatura medidos no local respectivamente pelos piranômetros e sensores tipo PT100;

3- arquivo climático com dados de radiação solar e temperatura obtidos a partir de diferentes EMA's do INMET com modelagem da radiação difusa.

As duas primeiras simulações tiveram como objetivo validar o SAM como uma ferramenta de simulação, já a terceira foi realizada para validar a metodologia proposta de monitoramento remoto.

Figura 3.13 – Fluxograma da ordem de simulações feitas no SAM para o sistema FV



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Entre as opções de modelagem do SAM, foi escolhida a opção “*Detailed Photovoltaic Model*”, a fim de inserir os parâmetros elétricos obtidos pelas folhas de dados dos módulos e do inversor do sistema.

Na aba ‘*Location and Resource*’ foram inseridos os arquivos climáticos com os valores horários da irradiação solar global horizontal ( $I$ ), irradiação solar difusa horizontal ( $I_d$ ) e temperatura ambiente ( $T_{AMB}$ ). Além disso, nos casos 2 e 3, a conversão dos valores de irradiação solar no plano horizontal para o plano inclinado é calculada no SAM segundo o modelo Perez de céu anisotrópico, que leva em consideração as características variáveis do céu dependendo da sua localização (PEREZ et al., 1990b). A ferramenta disponibiliza um campo onde podem ser selecionadas as opções de componentes que serão extraídas desse arquivo e que irão auxiliar no cálculo da irradiação solar total no plano dos módulos.

Nas abas ‘*Module*’ e ‘*Inverter*’ foram inseridos respectivamente os parâmetros elétricos retirados dos datasheets dos módulos e do inversor de frequência de acordo com as tabelas 1 e 2, e na aba ‘*System Design*’ foram inseridos também detalhes do arranjo de conexão dos módulos (strings), seus ângulos de azimute e inclinação.

Na aba ‘*Losses*’ foram inseridas as perdas estimadas do sistema FV que impactam na produção de energia elétrica. Existem campos no SAM que permitem considerar as perdas energéticas do sistema como perdas por sujeira, descasamento dos módulos (*mismatch*) e no cabeamento de corrente contínua e alternada que são quantificadas com o objetivo de obter um resultado mais aproximado da realidade. Devido a existência de poucos obstáculos presentes nos arredores do sistema que causem sombreamento, nesse estudo não foram consideradas perdas dessa natureza.

Durante o período de monitoramento e manutenção, os módulos não receberam nenhum tipo de limpeza. Como o arranjo fotovoltaico fora instalado no ano de 2018, os seus módulos sofreram uma degradação gradual ao longo dos anos que afetou parcialmente os resultados obtidos para a energia produzida. Estima-se que para o silício policristalino sua potência nominal sofra uma degradação média de 0,8% ao ano e, portanto, não se recomenda tomar como referência estes valores ou compará-los com a geração de um sistema recém instalado na mesma localidade. Essa degradação ocorre devido a efeitos como o *browning*, *yellowing*, delaminação, infiltração e degradação do revestimento antirreflexivo (Jordan, 2012).

A Figura 3.14 mostra a interface de seleção das componentes de irradiação solar e do modelo anisotrópico de transposição utilizados para o cálculo da energia produzida no SAM. Para a primeira simulação foram selecionadas as componentes global (*GHI*) e difusa (*DHI*) dos piranômetros para o cálculo. Para a segunda simulação, a coluna de dados de irradiação solar da célula de referência (*POA*) foi selecionada. E por fim, na terceira simulação envolvendo as três EMA’s, foram selecionadas também as colunas das componentes global (*GHI*) e difusa (*DHI*) advindas de modelagem dos dados do INMET.

Figura 3.14 – Seleção das componentes de irradiação solar disponíveis que serão extraídas do arquivo climático e do modelo anisotrópico de transposição utilizados para o cálculo da energia produzida na interface da ferramenta SAM.

The image shows two side-by-side selection panels from the SAM software interface. The left panel is titled 'Sky Diffuse Model' and contains three radio button options: 'Isotropic', 'HDKR', and 'Perez', with 'Perez' being selected. The right panel is titled 'Weather File Irradiance Data' and contains five radio button options: 'DNI and DHI', 'DNI and GHI', 'GHI and DHI' (selected), 'POA from reference cell', and 'POA from pyranometer'.

Fonte: (Blair et al., 2018)

### 3.6 ANÁLISE ESTATÍSTICA

Para validar a ferramenta de monitoramento remoto foram utilizados indicadores estatísticos amplamente citados na literatura que trata de análises através de modelos matemáticos que estimam as componentes da irradiação solar e a energia produzida por um sistema FV. Esta validação utiliza cinco indicadores estatísticos: erro médio (ME), erro médio percentual (MPE), erro médio absoluto percentual (MAPE), raiz do erro quadrático médio (RMSE) e raiz do erro quadrático médio relativo (rRMSE).

Os indicadores ME e MPE caracterizam o valor médio das incertezas observadas entre os dados medidos e os valores estimados por um modelo. Resultados de ME e MPE baixos indicam boa acurácia do modelo. Estes indicadores frequentemente acusam a tendência de um modelo em subestimar as suas estimativas. ME e MPE são definidos, respectivamente, pelas Equações (3) e (4):

$$ME = \sum_{i=1}^N \frac{1}{N} (y_i - x_i) \quad (3)$$

$$MPE = \sum_{i=1}^N \frac{1}{N} \left( \frac{y_i - x_i}{y_i} \right) \quad (4)$$

Sendo  $y_i$  os valores medidos e  $x_i$  os valores estimados pelo modelo. Valores negativos para estes dois indicadores representam uma previsão do modelo maior que a realmente medida. Uma desvantagem dos indicadores ME e MPE é que, valores sub e superestimados pelo modelo se anulam e podem levar a conclusões otimistas. Desta forma, o indicador MAPE, descrito pela Equação (5), é utilizado para calcular as incertezas absolutas entre os resultados do modelo e os valores medidos:

$$MAPE = \sum_{i=1}^N \frac{1}{N} \left| \frac{y_i - x_i}{y_i} \right| \quad (5)$$

O indicador MAPE é sempre positivo e avalia a variação média absoluta dos valores estimados pelo modelo sem considerar a anulação entre dados positivos e negativos.

Já o indicador RMSE avalia o desvio médio destas estimativas do modelo em relação à incerteza média calculada. O indicador RMSE tem a mesma grandeza da variável estudada e o rRMSE quantifica essa dispersão em termos percentuais facilitando para fins comparativos. Os indicadores RMSE e rRMSE são descritos, respectivamente, pelas Equações (6) e (7):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (6)$$

$$rRMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left( \frac{y_i - x_i}{y_i} \right)^2} \quad (7)$$

Para ambos os valores, quanto mais próximo de zero, mais a estimativa se aproxima do valor real medido. Segundo Jamieson (1991), os resultados de um modelo podem ser avaliados de acordo com a seguinte faixa de variação em relação à incerteza média: excelente se  $rRMSE < 10\%$ ; bom se  $10\% < rRMSE < 20\%$ ; aceitável se  $20\% < rRMSE < 30\%$  e ruim se  $rRMSE > 30\%$ .

Citro (1991) sugere por meio de conceitos estatísticos que um intervalo de confiança para uma faixa de incertezas associadas a um modelo matemático pode ser elaborado através do uso do indicador RMSE. Ele é frequentemente usado da mesma forma que o desvio padrão intervalos de confiança. Sugere-se que os resultados estimados por um modelo devem estar limitados em faixas de  $\pm RMSE$  e  $\pm 2RMSE$ , partindo do valor médio de incerteza estimado pela ferramenta, para que caracterizem, respectivamente, intervalos de confiança de 68% e 95%. Aplicando esta metodologia na ferramenta de monitoramento, pode-se estabelecer uma faixa de valores aceitáveis para os valores de MPE em intervalos diários e mensais de acordo com as Equações (8) e (9):

$$L_{rRMSE} = -MAPE - rRMSE \quad (8)$$

$$L_{2rRMSE} = -MAPE - 2rRMSE \quad (9)$$

Sendo  $L_{rRMSE}$  e  $L_{2rRMSE}$ , respectivamente, o primeiro e o segundo limite inferior para a dispersão das incertezas associadas ao modelo. Estes limites são responsáveis pelo controle

de desempenho do sistema na ferramenta de monitoramento. Seguindo a mesma lógica de natureza do sinal dos indicadores ME e MPE, resultados negativos para a estimativa de energia produzida pelo sistema são maiores que os valores registrados no inversor real.

Os resultados contemplados até o limite de  $L_{rRMSE}$  para as incertezas indicam um bom desempenho do sistema FV, já os inseridos entre os dois limites  $L_{rRMSE}$  e  $L_{2rRMSE}$  indicam um desempenho regular. Desempenhos regulares consecutivos a nível diário sinalizam que o sistema FV está em modo de atenção e os resultados a nível mensal também devem ser observados. Caso o sistema acuse resultados fora do limite  $L_{2rRMSE}$ , caracterizando uma energia produzida pelo sistema FV muito abaixo do estimado, existe uma grande probabilidade desse valor representar um baixo rendimento no sistema e que o mesmo necessita de manutenção.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são analisados os resultados de medição e simulação de energia elétrica produzida ao longo do período de estudo do sistema FV. Os resultados em intervalo diário e mensal extraídos do datalogger e simulados no SAM através de dados de irradiação solar da célula de referência, dos piranômetros e das três EMA's do INMET (A-801, A-813 e A-834) são expostos e discutidos por meio de gráficos e tabelas. Ainda, para fins de comparação e avaliação da metodologia de monitoramento proposta também são avaliados nos resultados finais os indicadores de análise estatística dos dados.

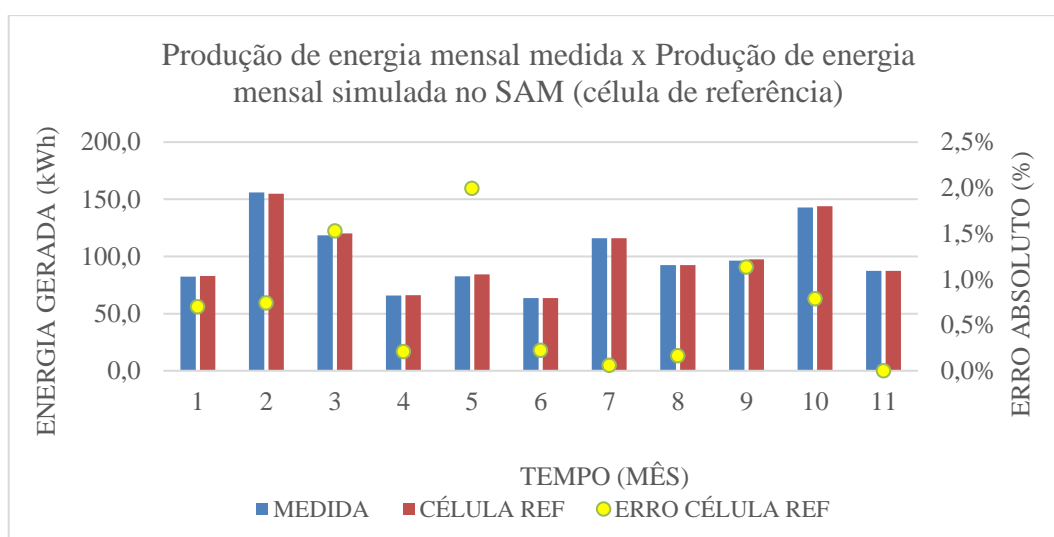
Devido à ausência de registros em diversos momentos do período de medição no LABSOL ou no INMET, foram comparados apenas dias e meses que possuem uma quantidade satisfatória de dados. O mês de dezembro do ano de 2021, por motivos de impossibilidade de medição, não obteve registros e não foi analisado neste estudo. Os resultados apresentados são utilizados exclusivamente para comparação entre fontes e não devem ser considerados como uma referência de produção de energia nestas condições devido a degradação que o sistema FV já sofreu e a ausência de dados que impediu ter registros de alguns meses de forma completa.

Inicialmente, para fins de calibração das simulações que foram feitas com dados dos piranômetros do LABSOL e das EMA's do INMET, foi realizada uma simulação prévia de produção de energia elétrica com os dados de irradiação solar global inclinada obtidos pela célula de referência. Dessa forma, pôde-se ajustar os dados de entrada das simulações

seguintes de acordo com as condições do sistema instalado no LABSOL e obter resultados mais confiáveis. Ressalta-se que os valores encontrados são específicos para cada situação considerada e que dependem do local da instalação, da distância de cada estação solarimétrica escolhida e das incertezas associadas aos equipamentos de medição utilizados.

Os valores para a energia elétrica produzida mensalmente em kWh medidos e simulados no SAM com os dados da célula de referência, e os erros percentuais absolutos estão apresentados na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Valores de energia elétrica produzida mensalmente em kWh medidos e simulados no SAM com os dados da célula de referência, e os erros percentuais absolutos observados entre estes resultados



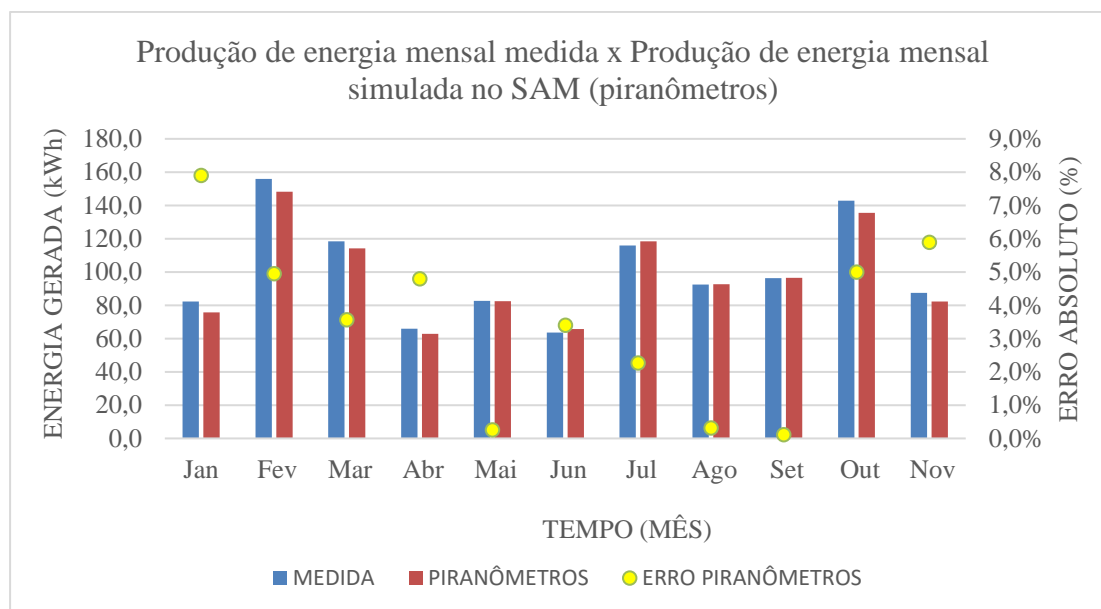
Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Os valores médios mensais dos indicadores MAPE e rRMSE entre a energia elétrica mensal produzida pelo sistema FV e a simulada com a célula de referência foram, respectivamente, 0,69% e 0,28%. Estes resultados evidenciam a acurácia do SAM mostrando uma baixíssima variação nas estimativas e o validam como uma boa ferramenta para esta metodologia de monitoramento.

A Figura 4.2 mostra a segunda análise que compara a medição de energia elétrica mensal produzida e a simulada no SAM com um arquivo climático contendo as informações registradas pelos piranômetros de irradiação solar global e difusa horizontal. Neste caso, o MAPE entre os resultados de energia produzida foi próximo do esperado, apresentando para esta base de dados um valor médio mensal de 3,50% ao longo do período de medição, e um

rRMSE mensal de 1,28%.

Figura 4.2 – Valores de energia elétrica produzida mensalmente em kWh medidos e simulados no SAM com os dados dos piranômetros, e os erros percentuais absolutos observados entre estes resultados



Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

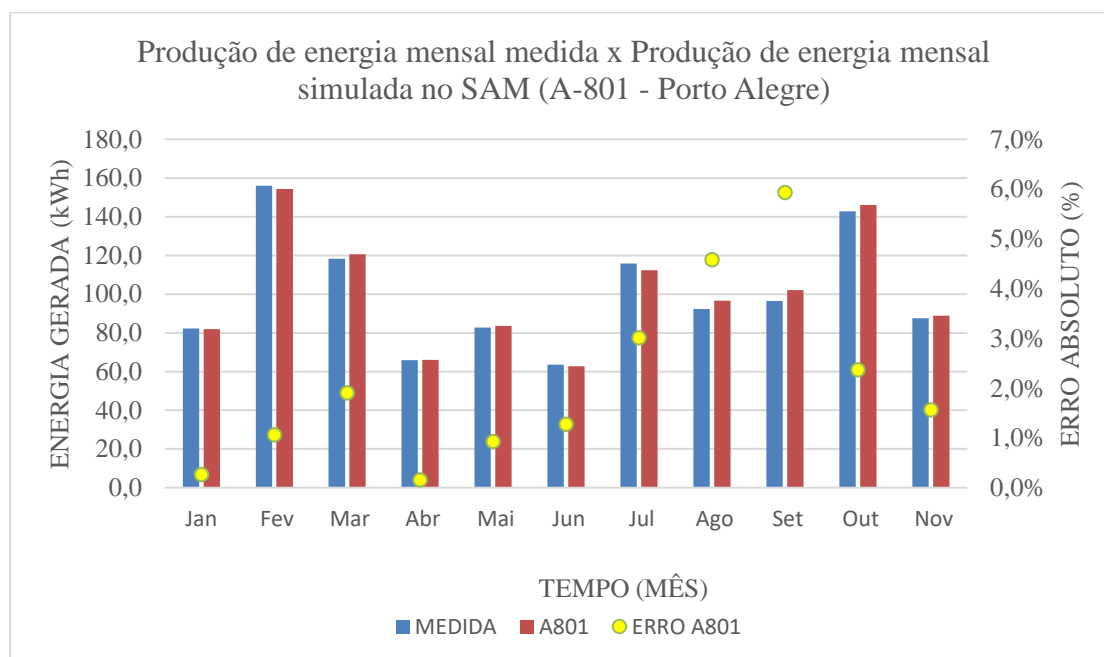
Na maior parte do ano, os resultados obtidos nas simulações com os piranômetros levaram a uma energia menor do que a medida. Uma das partes mais importantes e que influencia diretamente causando incertezas nos resultados desta simulação é a definição dos parâmetros de entrada do sistema, pois nem todos foram controlados. No caso de sistemas FV inseridos em um meio urbano, se torna complexa a medição ou estimativa de alguns desses parâmetros como, por exemplo, o albedo. Outro fator é que os piranômetros estão no terraço do prédio adjacente e o sombreamento matutino tem perfil diferente do sombreamento do sistema monitorado, levando a incertezas difíceis de computar.

No entorno do laboratório existe uma superfície que reflete a irradiação solar em direção ao arranjo de módulos do sistema FV: a cobertura do prédio vizinho à edificação onde o sistema monitorado está instalado. Devido à complexidade de medição associada a esta componente, em todas as simulações o albedo foi considerado constante em um valor médio de 0,2 para todos os meses. Pode-se observar que os meses de maior variação dos resultados coincidem com meses em que o Sol está mais alto no céu, contribuindo para o aumento desta componente refletida.



Os resultados simulados de energia produzida para a estação A-801 estão expressos no gráfico da Figura 4.3. Por ser a estação mais próxima do local de instalação, seus resultados encontrados foram os que apresentaram menores erros dentre todas as EMA's comparadas.

Figura 4.3 – Valores de energia elétrica produzida mensalmente em kWh medidos e simulados no SAM com os dados da EMA A-801, e os erros percentuais absolutos observados entre estes resultados



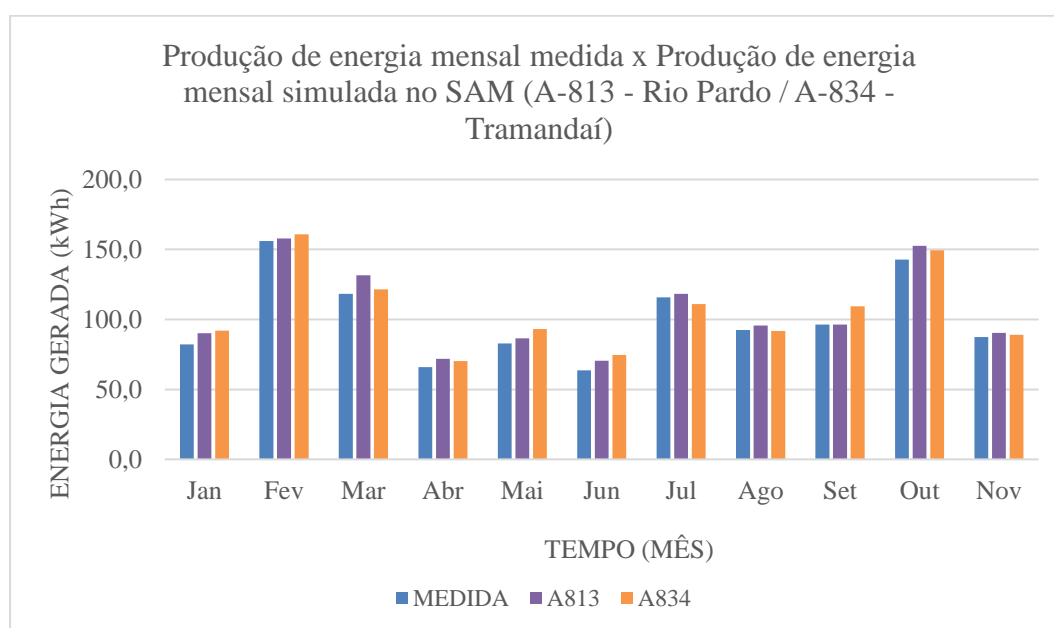
Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Ainda, devido ao INMET trabalhar com EMA's inseridas em condições de entorno com características mais ideais que as do próprio sistema, esta simulação apresentou menores incertezas atreladas ao sombreamento de obstáculos vizinhos dos piranômetros. Por fim, o MAPE e o rRMSE mensal para a EMA A-801 ficaram, respectivamente, 2,10% e 0,82% ao longo do período de estudo.

Diferentemente dos resultados encontrados para os piranômetros do LABSOL, em sua maioria, a simulação com a base de dados da EMA A-801 resultou em valores de energia produzida maiores que os medidos, mesmo que com pequenas variações. Como a estação fica aproximadamente a 6 km de distância do sistema instalado, apesar de estarem localizadas na mesma cidade e apresentarem poucas diferenças climáticas, variações locais de nebulosidade e obstáculos vizinhos ao laboratório podem também interferir nas medições e influenciar os resultados.

Conforme esperado, à medida que aumentamos a distância entre a fonte de dados de irradiação solar e o sistema FV, maiores incertezas aparecem. De acordo com a Figura 4.4, para as EMA's A-813 e A-834, que estão a uma distância considerável do sistema instalado, os resultados foram um tanto diferentes da EMA A-801. O MAPE e o rRMSE mensal entre a energia medida e a simulada para a EMA A-813 ficaram em 5,70% e 2,07%. Já para a EMA A-834 ficaram em 7,17% e 2,70%.

Figura 4.4 – Valores de energia elétrica produzida mensalmente em kWh medidos e simulados no SAM com os dados das EMA's A-813 (Rio Pardo) e A-834 (Tramandaí)

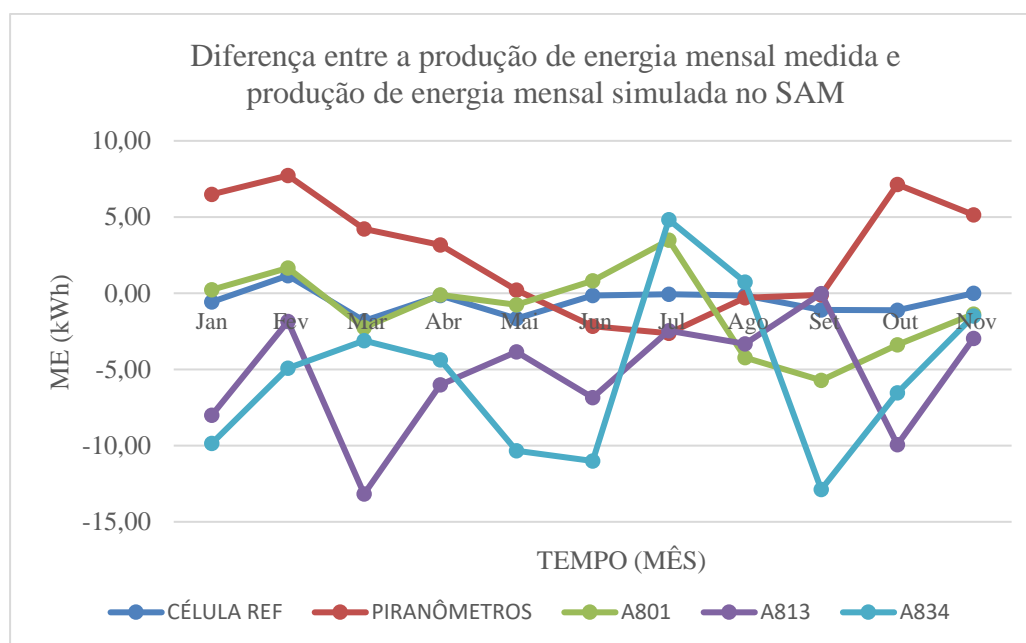


Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Entretanto, quando se considera a natureza do sinal nas incertezas relacionadas à estas duas EMA's, se observa um comportamento padrão nos resultados de simulação. Na maior parte dos meses, o SAM apresentou resultados para a energia produzida pelo sistema FV relativamente maiores que o registrado na saída do inversor, considerando os dados destas duas EMA's mais afastadas.

A Figura 4.5 demonstra graficamente os valores de ME em kWh entre a energia elétrica produzida e a simulada para todas as fontes de dados de irradiação solar. Os resultados com viés negativo indicam uma produção de energia elétrica mensal maior do que a registrada no *datalogger*. O gráfico mostra que, com exceção da simulação realizada com os dados dos piranômetros do LABSOL, as outras fontes de dados têm uma tendência a estimar uma produção de energia mensal em média maior do que a registrada no LABSOL.

Figura 4.5 – Comparativo dos valores do ME em kWh entre a produção de energia mensal medida e produção de energia mensal simulada no SAM para todas as bases de dados de irradiação solar



Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Um resumo dos resultados dos parâmetros estatísticos ME, MPE, MAPE, RMSE e rRMSE para as fontes de dados de irradiação solar em média mensal anual estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Indicadores ME, MPE, MAPE, RMSE e rRMSE em média mensal anual

	Célula Ref	Piranômetros	EMA A-801	EMA A-813	EMA A-834
ME (kWh)	-0,51	2,63	-1,06	-5,31	-5,36
MPE (%)	-0,55	2,39	-1,07	-5,70	-6,27
MAPE (%)	0,69	3,50	2,10	5,70	7,17
RMSE (kWh)	0,96	4,46	2,78	6,49	7,46
rRMSE (%)	0,28	1,28	0,82	2,07	2,70

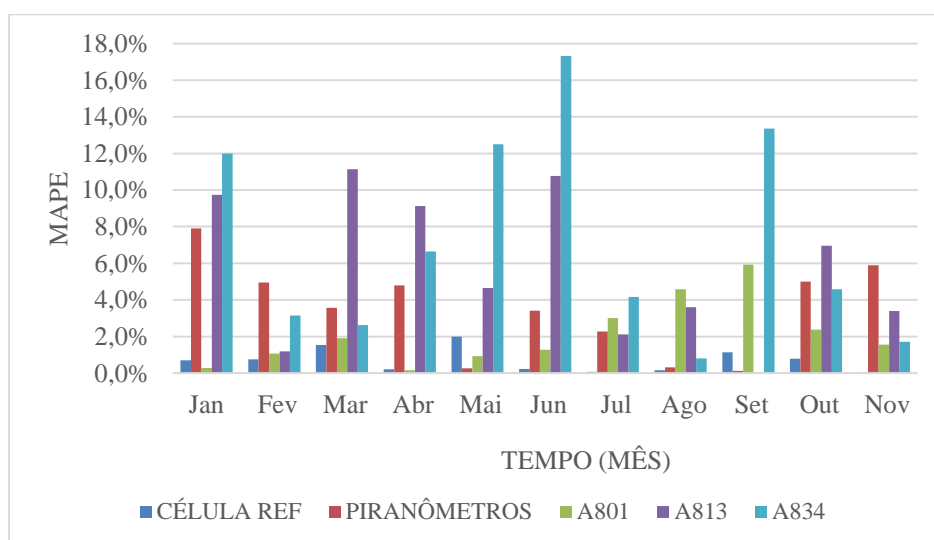
Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Observando a Tabela 4 e a Figura 4.5 pode-se interpretar que a EMA A-801, apesar de

numericamente apresentar uma estimativa média de produção de energia mensal levemente maior que a medida, graficamente apresenta uma tendência considerada neutra e com pequena variabilidade.

A Figura 4.6 mostra o comparativo dos valores de MAPE para todas as fontes de dados. Os meses de junho de 2021 e maio de 2022 foram os que apresentaram maior variação neste indicador para as estações A-813 e A-834, convergindo com o período de maior nebulosidade do período na cidade de Porto Alegre, onde os valores de  $k_T$  atingiram suas médias mínimas ao longo do ano. Segundo o Atlas Solar do Rio Grande do Sul, apesar de possuírem um valor de latitude semelhante, os valores médios anuais da irradiação solar global horizontal diária calculados para as duas EMA's A-813 e A-834 são, respectivamente, 3.8% e 6.3% maiores do que o da EMA A-801, o que justifica parcialmente estas maiores diferenças.

Figura 4.6 – Comparativo dos valores do MAPE entre a produção de energia medida e produção de energia simulada no SAM em média anual para todas as bases de dados de irradiação solar

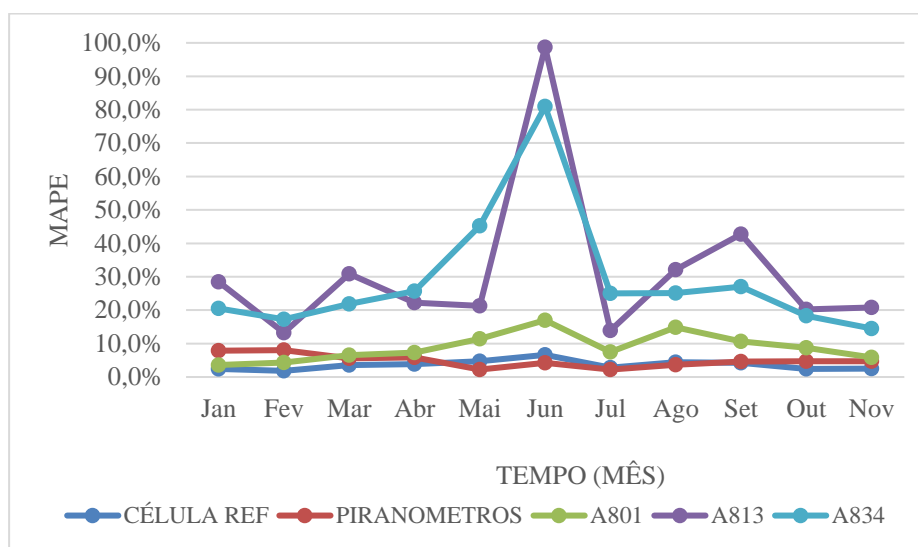


Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

De acordo com os critérios estabelecidos por Jamieson (1991), com relação aos valores mensais, todos os resultados estão classificados como excelentes. Entretanto, à medida que se reduz o intervalo de análise de mensal para diário, os fatores locais de cada EMA representam maior influência nos resultados, trazendo incertezas mais elevadas nas estimativas de energia produzida diariamente.

A Figura 4.7 ilustra graficamente os resultados a nível diário do indicador MAPE para todas as bases de dados. Este gráfico evidencia uma diferença expressiva nos resultados, demonstrando que no intervalo diário as EMA's A-813 e A-834 mais afastadas do local do sistema apresentam incertezas visivelmente maiores que a estação A-801.

Figura 4.7 - Comparativo dos valores do MAPE entre a produção de energia medida e produção de energia simulada no SAM em média diária mensal para todas as bases de dados de irradiação solar



Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Estes valores demonstram a inviabilidade de se monitorar o sistema FV em intervalos diários com EMA's nesta distância, com máximas do indicador MAPE que atingem de 80% a 98% no mês de junho de 2021. Portanto, a Tabela 5 mostra os resultados dos parâmetros estatísticos ME, MPE, MAPE, RMSE e rRMSE apenas para a EMA A-801 em média diária mensal. A nível diário, caracterizado pelo indicador rRMSE, os valores das incertezas também têm baixa variabilidade, com um desempenho médio excelente para todos os meses.

Tabela 5 – Indicadores ME, MPE, MAPE, RMSE e rRMSE para a EMA A-801 em médias diárias mensais

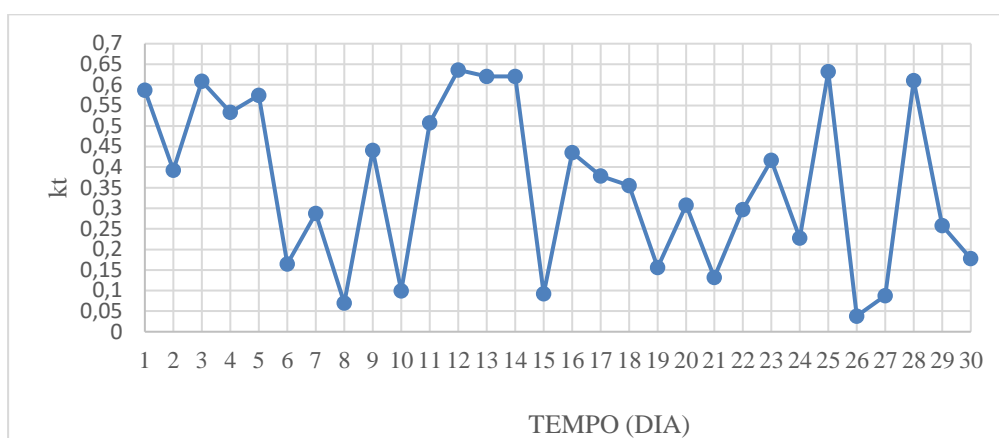
	ME	MPE	MAPE	RMSE	rRMSE
	(kWh)	(%)	(%)	(kWh)	(%)
Janeiro	0,00	-0,3%	3,6%	0,19	1,1%
Fevereiro	0,06	0,2%	4,3%	0,31	1,2%
Março	-0,08	-3,5%	6,6%	0,27	2,0%
Abril	-0,01	-2,1%	7,3%	0,34	2,2%
Maió	-0,01	-5,0%	11,4%	0,39	3,3%
Junho	0,03	-8,0%	17,0%	0,32	4,3%
Julho	0,11	0,7%	7,5%	0,27	2,2%
Agosto	-0,14	-12,6%	14,8%	0,31	4,9%
Setembro	-0,20	-6,8%	10,6%	0,40	2,4%
Outubro	-0,11	-6,2%	8,8%	0,38	3,3%
Novembro	-0,13	-2,7%	5,9%	0,34	1,8%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Sendo assim, os resultados dos indicadores estatísticos validam positivamente a metodologia proposta e auxiliam no estabelecimento de critérios de avaliação em que, dependendo da faixa de valores em que se encontra a diferença da geração obtida pela geração estimada, pode-se classificar o desempenho da usina.

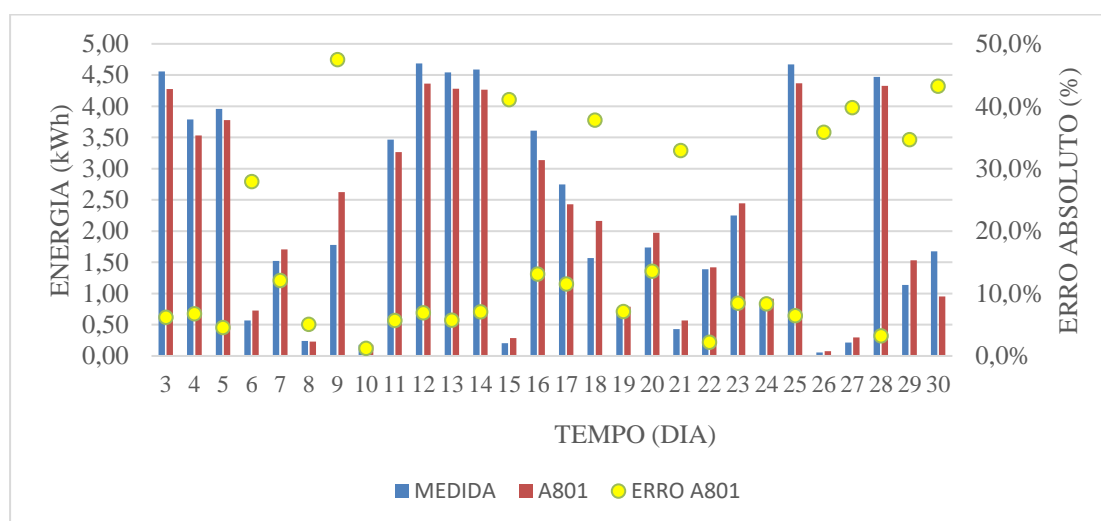
As Figuras 4.8 e 4.9 mostram os valores do índice  $k_T$  médio diário, e os valores medidos e estimados de energia elétrica produzida diariamente utilizando a base de dados de junho de 2021 da EMA A-801. Observando os resultados provenientes desta estação no intervalo diário, pode-se notar uma tendência da ferramenta em apresentar um comportamento com baixa variabilidade nas incertezas em dias de céu limpo ou parcialmente limpo ( $k_T > 0,55$ ). Já para dias nublados ( $k_T < 0,30$ ), as incertezas entre os resultados de energia produzida são mais representativas e o MAPE atinge valores na faixa de 28,0 a 47,5%.

Figura 4.8 – Valor médio diário para o índice de claridade horário  $k_T$  no mês de junho de 2021



Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Figura 4.9 – Valores de energia elétrica produzida diariamente em kWh medidos e simulados no SAM com os dados de junho de 2021 da EMA A-801, e os erros percentuais absolutos observados entre estes resultados

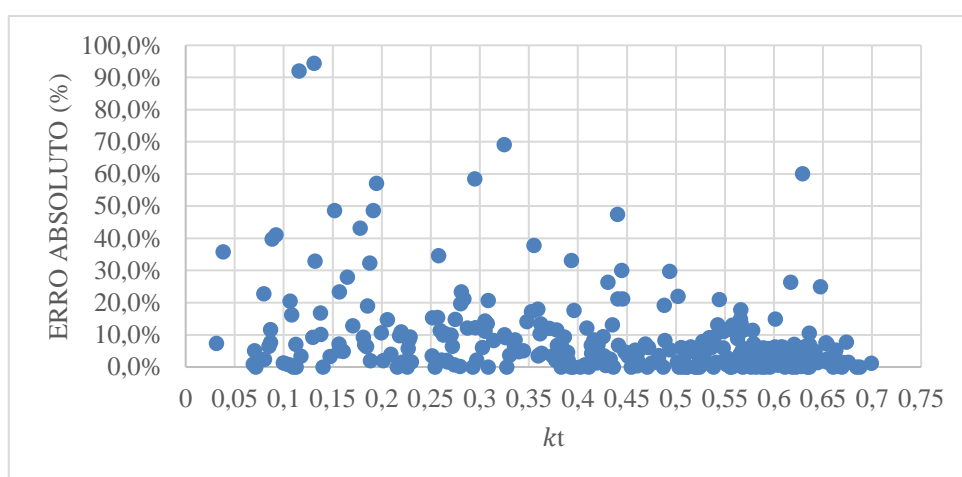


Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

A Figura 4.10 mostra o gráfico da dispersão do erro absoluto observado entre a estimativa e a medição de energia produzida em função do índice  $k_T$ . Pode-se observar que a grande parte dos dias que apresentam valores médios de  $k_T < 0,3$ , caracterizados por baixa produção diária de energia em kWh, tem erros absolutos maiores que elevam os valores do indicador MAPE. Isso se deve à dificuldade dos modelos de decomposição em estimarem as

componentes direta e difusa em dias nublados. Dessa forma, uma maior discrepância surge entre os resultados e acaba por vezes inviabilizando o correto diagnóstico a partir da ferramenta de monitoramento. De acordo com o gráfico, para dias de céu limpo ou parcialmente limpo com valores de  $k_T > 0,55$  as incertezas se mantêm baixas. A faixa intermediária dos valores de  $k_T$  que caracterizam dias parcialmente nublados apresenta, em sua maioria, incertezas aceitáveis.

Figura 4.10 – Gráfico da dispersão dos erros absolutos entre a estimativa e a medição de energia produzida em função do índice  $k_T$



Fonte: elaborado pelo autor, 2022.

Portanto, para meses com valor médio de  $k_T \leq 0,4$ , sugere-se que os seus indicadores estatísticos sejam avaliados separadamente para cada tipo de cobertura do céu.

A Tabela 6 apresenta os indicadores estatísticos MAPE e rRMSE para os meses de junho e setembro de 2021, e março, abril e maio de 2022, contemplados por um valor médio mensal de  $k_T \leq 0,4$ .

Com o objetivo de separar na análise dos resultados em dias nublados dos demais na análise, dentro de cada mês estes indicadores são calculados a fim de obter os limites das incertezas diárias  $L_{rRMSE}$  e  $L_{2rRMSE}$  para os dias que apresentam  $k_T \geq 0,3$  e  $k_T < 0,3$ :



Tabela 6 – Indicadores MPE, MAPE e rRMSE, e os limites das incertezas  $L_{rRMSE}$  e  $L_{2rRMSE}$  para a EMA A-801 em médias diárias mensais para  $k_T \leq 0,40$ .

	MAPE	MAPE	rRMSE	rRMSE	$L_{rRMSE}$	$L_{2rRMSE}$	$L_{rRMSE}$	$L_{2rRMSE}$
	$k_T \geq 0,3$	$k_T < 0,3$	$k_T \geq 0,3$	$k_T < 0,3$	$k_T \geq 0,3$	$k_T \geq 0,3$	$k_T < 0,3$	$k_T < 0,3$
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Março	5,34	9,16	1,51	5,29	-6,85	-8,36	-14,45	-19,75
Abril	7,97	5,85	2,96	2,92	-10,93	-13,88	-8,77	-11,69
Mai	8,27	16,82	3,05	7,33	-11,32	-14,37	-24,15	-31,47
Junho	12,30	22,43	4,50	7,61	-16,80	-21,30	-30,03	-37,64
Setembro	9,16	13,62	2,78	4,71	-11,94	-14,72	-18,33	-23,04

Elaborado pelo autor, 2022.

Dependendo da aplicação, os resultados dos indicadores MAPE e rRMSE em intervalo mensal mostram que o uso das EMA's A-813 e A-834 como base da ferramenta de monitoramento também pode ser útil em alguns casos. Na eventual ausência de uma EMA mais próxima, estas estações mais distantes podem auxiliar remotamente o integrador a constatar a eventual necessidade de limpeza dos módulos FV. Por exemplo, utilizando a base de dados da EMA A-813, pode-se concluir com um índice de confiança de 95% que valores consecutivos de incertezas mensais acima do limite  $L_{2rRMSE}$  na estimativa de produção de energia podem significar a necessidade de uma manutenção no sistema FV.

Uma avaliação desta metodologia considerando um número maior de amostras coletadas e com bases de dados mais próximas do local de instalação poderia auxiliar a compreender melhor o comportamento estocástico de cada EMA. Assim, torna-se possível estabelecer critérios mais sólidos e ajustar ainda mais os parâmetros de avaliação do desempenho do sistema FV, tornando a ferramenta mais acurada.

## 5. CONCLUSÕES

Este estudo avaliou a viabilidade de efetuar o monitoramento remoto do desempenho de um sistema FV através de modelos matemáticos e da ferramenta SAM, fazendo uso de uma base pública de dados de irradiação solar e temperatura ambiente medidos por estações do INMET.

Conforme esperado, os indicadores estatísticos apontaram baixa incerteza e variabilidade nos cálculos da energia produzida quando dados da célula de referência e dos piranômetros são utilizados como base de dados de irradiação solar. Dessa forma, conclui-se que o *software* SAM utilizado para realizar os cálculos e simulações de desempenho energético apresentaram boa acurácia.

As estimativas de produção de energia no SAM utilizando as bases de dados das estações do INMET apresentaram bons resultados a nível mensal e diário, com destaque para a EMA A-801 localizada a 6 km de distância do local de instalação do sistema. Observou-se que a distância do sistema apresentada pelas demais EMA's A-813 e A-834 teve grande influência nos indicadores estatísticos que envolveram as simulações a nível diário, e trouxeram resultados com muita variabilidade, sendo descartadas das análises neste tipo de intervalo. Ainda, para análises mensais, estas EMA's mais distantes podem ser úteis para prever a necessidade de limpeza nos módulos com baixa incerteza associada.

Com o estabelecimento de critérios de avaliação de desempenho e faixas aceitáveis para os valores de incertezas relativas, esta ferramenta permite monitorar remotamente sistemas FV residenciais e comerciais de pequeno porte sem o uso de medições com sensores de alto custo agregado, estimando a produção de energia elétrica esperada com base em parâmetros meteorológicos locais como a irradiação solar e a temperatura ambiente.

Os resultados mostraram que as incertezas têm forte influência do índice de claridade horário. A ferramenta de monitoramento remoto teve excelentes resultados para dias de céu limpo ou parcialmente limpo ( $k_T \geq 0,55$ ), permitindo estimar a energia produzida com baixos erros relativos associados. No entanto, a mesma demonstrou incertezas mais altas entre a medição e a estimativa de produção de energia do sistema FV em dias nublados com valores de  $k_T < 0,3$ . Isso se deve às diferenças locais da região da EMA para a região de instalação do sistema e aos modelos matemáticos envolvidos na decomposição e transposição da irradiação solar global horizontal. Estes modelos têm limitações ao estimar a magnitude da irradiação

solar difusa em condições de alta nebulosidade e acabam por tornar maiores as faixas de incertezas aceitáveis para cada mês. Estudos sobre a aplicação destes e outros modelos semelhantes de decomposição e transposição da irradiação solar nesta metodologia, considerando um maior intervalo de medição, podem auxiliar no ajuste dos critérios de avaliação do desempenho do sistema FV em dias nublados, levando a resultados ainda mais satisfatórios para o monitoramento remoto.

Estudos futuros podem ser realizados com o objetivo de automatizar a aquisição instantânea dos dados provenientes do inversor e das EMA's próximas à usina, substituir dados ausentes em caso de falhas nas medições das estações e aplicar essa metodologia de avaliação, a fim de obter um produto de mercado na área de monitoramento e pós-venda de sistemas FV. Neste estudo o software SAM foi utilizado para a simulação do sistema, sendo que uma implementação em software desenvolvido para esta finalidade seria necessária para automatizar o monitoramento. Estudos probabilísticos que quantificam o número de desvios acentuados consecutivos da energia produzida pelo sistema FV, fora dos limites estabelecidos da metodologia, podem auxiliar o tomador de decisão indicar a necessidade de intervenção no sistema, seja para limpeza ou verificação de algum outro defeito que cause o baixo desempenho.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2012.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia solar fotovoltaica no Brasil**. ABSOLAR, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acessado em: outubro de 2022
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.
- BACK, C. A. et al. **Atlas Solar do Rio Grande do Sul**. 1ed. Porto Alegre: UERGS, 2018.
- BLAIR, N.; NICHOLAS DIORIO, JANINE FREEMAN, P. G.; STEVEN JANZOU, TY NEISES, AND M. W. **System Advisor Model (SAM)**. National Renewable Energy Laboratory. General Description (Version 2017.9.5).
- CARDIA, V. C. **Climatologia das Ondas de Calor em Porto Alegre - RS: 1961 a 2010**. Trabalho de Graduação. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.
- CHEPP, E. D. **Metodologia para análise de perdas por sombreamento em instalações fotovoltaicas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais) Programa de Pós-Graduação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.
- CITRO, C. F.; HANUSHEK, E. A. **Improving Information for Social Policy Decisions - The Uses of Microsimulation**. v. I. 1991.
- COSTA, S. S. C.; KAZMERSKI, L. L. **Modelo para estimativa da irradiância solar incidente sobre o módulo fotovoltaico inclinado utilizando dados de irradiância global horizontal**. Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022.
- CROTTI, P.; RAMPINELLI, G. A. **Estimativa das componentes direta e difusa da radiação solar em superfície horizontal para Araranguá/SC a partir de redes meteorológicas**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.
- DE CASTRO CAMIOTO, F.; DO NASCIMENTO REBELATTO, D. A. **Análise da contribuição ambiental por meio da alteração da matriz energética do setor brasileiro de ferro-gusa e aço: Gestão e Produção**. v. 21, n. 4, p. 732–744, 2014.
- DE MOURA, C. B. et al. **Sistema fotovoltaico experimental para pesquisas científicas e sua classificação conforme a IEC 61724-1**. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. Madison: University of Wisconsin. 4ed. 1982.

EKO INSTRUMENTS CO., L. **Pyranometer MS-60/60S - Instruction Manual Ver. 4.** 2019.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. **Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation.** *Solar Energy*, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982.

ESCOBEDO, J. F. et al. **Modeling hourly and daily fractions of UV , PAR and NIR to global solar radiation under various sky conditions at Botucatu , Brazil.** *Applied Energy*, v. 86, n. 3, p. 299–309, 2009.

FRANCISCO, A. C. C. et al. **Influência de parâmetros meteorológicos na geração de energia em painéis fotovoltaicos: um caso de estudo do smart campus Facens, SP, Brasil.** *Revista Brasileira de Gestão Urbana*, v. 11, p. 1–15, 2019.

GELARO, R. et al. **The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications.** v. 30, n. June, p. 5419–5454, 2017.

GOMES, F. J. . et al. **Índice de claridade em Cuiabá e Chapada dos Guimarães, Mato Grosso, Brasil.** *Anais do XVI Congresso Brasileiro de Agrometeorologia*, 2009.

GREENER. **Estudo Estratégico da Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico.** São Paulo: 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-1-semester/>. Acessado em: agosto de 2022.

GUIMARÃES, A. P. C. **Estimativa de parâmetros da camada atmosférica para cálculo da irradiação solar incidente na superfície terrestre.** [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

IMAI, H. E. et al. **Simulação computacional como ferramenta de otimização na geração de energia solar fotovoltaica.** p. 1–19, 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** 2 ed. 2017.

JAMIESON, P. D. **A test of the computer simulation model ARCWHEAT 1 on wheat crops grown in New Zealand.** v. 27, p. 337–350, 1991.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. **Photovoltaic degradation rates: an analytical review.** NREL/JA-5200-51664, 2012.

KIPP & ZONEN. **Instruction Manual CM3 Pyranometer.** 2004a.

KIPP & ZONEN. **Instruction Manual CM121 Shadow ring.** p. 27, 2004b.

KITAYAMA, M. **Estudo de modelos matemáticos para análise da radiação solar e desenvolvimento de ferramenta para modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos.** Dissertação (Mestrado de Engenharia Elétrica e Computação). Programa de Pós Graduação.

Universidade Estadual de Campinas, 2019.

KRENZINGER, A.; PRIEB, C. W. M.; GASPARIN, F. P. **Mapas de produtividade fotovoltaica para o Rio Grande do Sul (Brasil)**. The Journal of Engineering and Exact Sciences, v.8, 14639–01i. p. 1–8, 2018.

LEIVAS, J. et al. **Variação diária do albedo sobre uma superfície vegetada e sobre um lago na estação experimental da UFRGS-RS**. Anais do XV Congresso Brasileiro de Agrometeorologia, 2007.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. **The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation**. Solar Energy, v. 4, n. 3, p. 1–19, 1960.

MAGARREIRO, C.; FREITAS, S.; BRITO, M. C. **Radiação e energia solar**. Gazeta de Física, v. 39, n. 1/2, p. 57–59. Lisboa, 2016.

MENDES, T. F. **Dimensionamento de uma usina fotovoltaica conectada à rede para o campus litoral norte da UFRGS**. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Gestão de Energia). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Tramandaí, 2020.

MURAT ATES, A.; SINGH, H. **Rooftop solar Photovoltaic (PV) plant: one year measured performance and simulations**. Journal of King Saud University - Science, v. 33, n. 3, p. 101361, 2021.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **SOLPOS: Solar Position and Intensity**. Acessado em: julho de 2022. Disponível em: <https://midcdmz.nrel.gov/solpos/solpos.html>.

ORGILL, J. F.; HOLLANDS, K. G. T. **Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface**. Solar Energy, v. 19, n. 4, p. 357–359, 1977.

PAGE, J. K. **The estimation of monthly mean values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N - 40°S**. UN Conference on New Sources of Energy, New York, 1961.

PARENTE, A. F.; MONTE, A. K. L.; PINTO, F. M. B. A. **Estudo de caso comparativo do potencial de geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico utilizando diferentes bases de dados**. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza – CE, 2020.

PENEREIRO, J. C.; CRISTINA, M. **Variabilidades e tendências climáticas nos máximos do inverno e verão no Brasil**. Revista Brasileira de Climatologia, v. 21, p. 378–400, Curitiba, 2017.

PEREIRA, O. L. S.; GONÇALVES, F. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica : estudo de caso do sistema de Tubarão – SC**. Revista Brasileira de Energia, v. 14, p. 25–45, 2008.

PEREIRA, V. J. **TERRA E UNIVERSO Estrelas, Galáxias e Cosmologia: A estrela Sol**.

Notas de aula. Licenciatura em Ciências, USP/Univesp, 2022.

PEREZ, R. et al. **Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance.** Solar Energy, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990a.

PEREZ, R. et al. **Components from direct and global irradiance.** Solar Energy, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990b.

PEREZ, R.; SEALS, R.; ZELENKA, A. **Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data.** Solar Energy, v. 60, n. 2, p. 89–96, 1997.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** 1 ed. Rio de Janeiro, 2014.

POSSEBON, R. **Avaliação do desempenho de um arranjo fotovoltaico para uma residência típica no sul do país.** Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. **Diffuse fraction correlations.** Solar Energy, v. 45, n. 1, p. 1–7, 1990.

SANTOS, H. F. L.; VASSALO, P.; INSTITUIÇÃO, C. **Que fonte de dados meteorológicos utilizar no Brasil ? Que incerteza esperar ? Uma comparação entre diferentes abordagens e variadas fontes de dados.** Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza – CE, 2020.

SCOLAR, J.; MARTINS, D.; ESCOBEDO, J. F. **Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal.** Revista Brasileira de Geofísica, v. 21, n. 3, p. 249–258, Rio de Janeiro, 2003.

SOUZA, M. B. et al. **Comparação de Modelagens e Equacionamento de Irradiação Difusa Estimada para Sistemas Fotovoltaicos.** Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia (PPGSE), Laboratório de Energia Solar (LABENS), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Curitiba, 2019.

STEIN, A. B.; DA SILVEIRA, A. G.; MOREIRA, D. R. **Smart Solar Energy – sistema de monitoramento de produção solar fotovoltaica.** Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza – CE, 2020.

TAHIR, R. et al. **Estimation of daily diffuse solar radiation from clearness index , sunshine duration and meteorological parameters for different climatic conditions.** Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 47, n. August, p. 101544, 2021.

TRETER, M. E. **Desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados e monitoramento para o diagnóstico de centrais de geração fotovoltaica.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, Programa de Pós-Graduação, RS, 2016

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015

ZAKI, L. K. **Análise comparativa de dados simulados e reais em duas centrais de microgeração fotovoltaica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Automação e Sistemas). Programa de Pós-Graduação. Universidade Federal de Santa Catarina, 2020.