

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Josué Miguel Sehnem

**ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA  
COM BASE EM MODELOS METEOROLÓGICOS**

Santa Maria, RS  
2018



**Josué Miguel Sehnem**

**ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COM BASE EM  
MODELOS METEOROLÓGICOS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Controle Aplicado, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

ORIENTADOR: Prof. Leandro Michels

COORIENTADOR: Prof. Hans Rogério Zimmermann

Santa Maria, RS  
2018

Sehnen, Josué Miguel

ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA  
COM BASE EM MODELOS METEOROLÓGICOS /

Josué Miguel Sehnen.- 2018

99 p.; 30 cm

Orientador: Leandro Michels

Coorientador: Hans Rogério Zimmermann

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. WRF 2. Previsão de Irradiância 3. Energia  
fotovoltaica I. Michels, Leandro II. Zimmermann, Hans  
Rogério III. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

---

This work is licensed under a Creative Commons "Attribution-ShareAlike 4.0 International" license.



**Josué Miguel Sehnem**

**ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COM BASE EM  
MODELOS METEOROLÓGICOS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Controle Aplicado, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

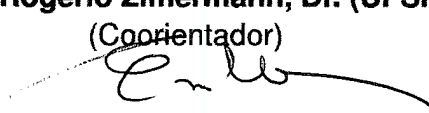
**Aprovado em 23 de agosto de 2018:**

---

**Leandro Michels, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Hans Rogério Zimmermann, Dr. (UFSM)**  
(Coorientador)



---

**Enio Bueno Pereira, Dr. (INPE) (videoconferência)**

---

**Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2018



## RESUMO

### ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COM BASE EM MODELOS METEOROLÓGICOS

AUTOR: Josué Miguel Sehnem

ORIENTADOR: Leandro Michels

COORDENADOR: Hans Rogério Zimmermann

A energia fotovoltaica tem apresentado um crescimento exponencial nos últimos anos no Brasil e em pouco tempo deve se tornar uma fonte importante de energia no sistema elétrico brasileiro. Diferentemente de outras fontes, não é possível controlar a quantidade de energia gerada por um sistema fotovoltaico, já que a irradiância tem características intermitentes e sazonalidades. Para contornar esse problema é preciso um bom planejamento do sistema elétrico com estimativas de produção em vários horizontes, que vão de horas até anos. Previsões de irradiância são muito importantes para auxiliar este planejamento, e uma das principais ferramentas para a previsão são os modelos numéricos de previsão de tempo. O principal modelo deste tipo, Weather Research and Forecasting Model (WRF), tem sido objeto de estudos e otimizações com foco específico em previsões de irradiância. Por meio das previsões da irradiância e temperatura é possível estimar a produção de energia por um sistema fotovoltaico. Este trabalho envolveu a criação diversas ferramentas para uma possível operacionalização de um sistema de previsão de irradiância e produção de energia elétrica, que envolveu desde a obtenção de dados de estações em solo, rodada automática do modelo WRF e previsão de geração para as unidades de geração distribuída. Além disso foram realizados ensaios a fim de verificar a influência de parametrizações próprias para previsões de irradiância e diferentes configurações de aerossóis no WRF. As simulações foram realizadas para o estado do Rio Grande do Sul no período de 20 dias entre 12 e 31 de março de 2018. A validação dos dados de irradiância utilizou como referência estações da rede do INMET. As rodadas do WRF utilizaram como condição de contorno dados do modelo global Global Forecast System (GFS). Foram realizadas simulações com cinco conjuntos de parametrizações, uma com parâmetros típicos e quatro com parâmetros recomendados para previsões de irradiância. Entre as simulações específicas para previsões de irradiância foram feitas rodadas sem consideração de aerossóis, com uso de aerossóis climatológicos e com aerossóis do ECMWF-CAMS com e sem perturbações estocásticas. Posteriormente foram criadas previsões de geração com base nas previsões do WRF utilizando-se o modelo SAPM para as instalações de geração distribuída do domínio da previsão de irradiância. Os resultados mostraram que as parametrizações específicas para previsões de irradiância mostraram melhor resultado que parametrizações típicas. Adicionalmente observou-se que o uso de aerossóis externos e perturbações estocásticas resultaram em reduções pouco significativas do erro. As previsões de geração mostraram que a potência de saída das instalações fotovoltaicas do domínio somadas formaram curvas suaves não apresentando oscilações significativas na produção de energia nos intervalos de 30 min das simulações.

**Palavras-chave:** Previsão de irradiância. Fotovoltaica. WRF.





## ABSTRACT

# PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY PRODUCTION ESTIMATIONS BASED IN METEOROLOGICAL MODELS

AUTHOR: Josué Miguel Sehnem

ADVISOR: Leandro Michels

CO-ADVISOR: Hans Rogério Zimmermann

Photovoltaic energy had an exponential growth in the last few years in Brazil and soon it should become an important source of energy in the Brazilian electrical system. Unlike other sources, it is not possible to control the amount of energy generated by a photovoltaic system, since the irradiance has intermittent characteristics and seasonalities. So it requires good planning of the electrical system with estimations of production in various horizons, ranging from hours to years. Irradiance predictions are very important in this planning, and one of the main tools for forecasting it are the mesoscale numerical weather prediction models. The main model of this type, Weather Research and Forecasting Model (WRF), has been the subject of studies and optimizations aiming irradiance predictions. By the predictions of irradiance and temperature it is possible to estimate the energy production by a photovoltaic system. This work involved the creation of several tools for a possible operationalization of an irradiance forecasting system. The tools automate several operations like retrieving data from ground stations and GSF and automatic runs of the WRF model. In addition, tests were carried out to verify the influence of proper parameterizations for irradiance predictions and different aerosol configurations in the WRF. The simulations were performed for the state of Rio Grande do Sul in the period of 20 days between March 12 and March 31 of 2018. The validation of the irradiance predictions used as reference sites of INMET. The WRF runs used as a boundary condition data from the Global Forecast System (GFS). Simulations were carried out with five sets of parameterizations, one with typical parameters and four with recommended parameters for irradiance predictions. Among the simulations with parameterizations specific to irradiance predictions were simulations disregarding aerosols, using climatological aerosols, using ECMWF-CAMS aerosols and ECMWF-CAMS aerosols plus stochastic disturbances. Generation models were also created based on the WRF using the SAPM model for the distribution facilities of the domain of the irradiance forecast. The results showed that the specific parameterizations for irradiance predictions gave better results than typical parameterizations and the use of external aerosols and perturbations led to a small decrease of the error. WRF runs with irradiance prediction parameters were more accurate than GFS on days with little cloud coverage but performed worse on days with higher sky coverage. The power generation forecasts showed that the output power of the combined photovoltaic installations of the domain formed smooth curves without presenting significant oscillations in the energy production in the intervals of 30 min of the simulations.

**Keywords:** Irradiance Forecast. Photovoltaic Energy. WRF.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Curvas tensão-corrente de um módulo fotovoltaico em função da irradiância e temperatura. ....	25
Figura 1.2 – Resposta espectral da radiação solar. ....	26
Figura 1.3 – Respostas espectrais típicas. ....	28
Figura 1.4 – Técnicas e horizontes para previsão de irradiância. ....	29
Figura 2.1 – Localização das estações meteorológicas do INMET. ....	37
Figura 3.1 – Fluxograma das etapas da integração dos dados de energia fotovoltaica no Brasil. ....	47
Figura 3.2 – Página de acesso aos dados das estações automáticas do INMET. ....	48
Figura 3.3 – Fluxograma do processo de obtenção dos dados do INMET pelo pynmet. ....	49
Figura 3.4 – Gráfico gerado pelo pacote pynmet. ....	50
Figura 3.5 – Fluxograma da automação do modelo WRF. ....	52
Figura 3.6 – Domínio utilizado para a simulação. ....	54
Figura 3.7 – Comparação de duas estações do INMET quanto ao desvio em relação à simulação. ....	59
Figura 3.8 – Localização das estações do INMET selecionadas. ....	59
Figura 3.9 – Distribuição da potência instalada das unidades de geração distribuída no domínio das simulações do WRF. ....	61
Figura 4.1 – Potência instalada fotovoltaica no Brasil. ....	65
Figura 4.2 – Potência instalada em usinas fotovoltaicas. ....	66
Figura 4.3 – Potência média instalada em usinas fotovoltaicas. ....	67
Figura 4.4 – Potência instalada nas diferentes fontes de geração distribuída. ....	68
Figura 4.5 – Potência instalada nas diferentes classes de geração distribuída. ....	68
Figura 4.6 – Evolução das instalações fotovoltaicas em geração distribuída ....	69
Figura 4.7 – Potência média das novas instalações e distribuição das instalações por faixa de potência. ....	70
Figura 4.8 – Potência fotovoltaica em geração distribuída instalada por unidade da federação. ....	70
Figura 4.9 – Comparação da potência instalada por mil habitantes entre os municípios de São Paulo e Rio Grande do Sul. ....	71
Figura 4.10 – Exemplos de saídas de irradiância normal direta e horizontal difusa do modelo WRF. ....	72
Figura 4.11 – Erro médio das estações para todo o período analisado. ....	74
Figura 4.12 – Raiz do erro quadrático médio para todo o período analisado. ....	76
Figura 4.13 – Erro absoluto percentual para todo o período analisado. ....	78
Figura 4.14 – Fator de geração fotovoltaica para um determinado horário. ....	79
Figura 4.15 – Estimativa de potência produzida pelas instalações de GD no domínio da simulação. ....	80
Figura 4.16 – Estimativa de energia produzida pelas instalações de GD no domínio da simulação. ....	81



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Coeficientes para cálculo da temperatura do painel. ....	42
---	----



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1.1 – Horizontes de previsão de irradiância. ....	25
Quadro 2.1 – Variáveis meteorológicas das estações automáticas INMET. ....	38
Quadro 3.1 – Siglas utilizadas para as parametrizações. ....	54
Quadro 3.2 – Parametrizações RSNF. ....	55
Quadro 3.3 – Parametrizações RS. ....	56
Quadro 3.4 – Parametrizações RSCA. ....	56
Quadro 3.5 – Parametrizações RSA. ....	57
Quadro 3.6 – Parametrizações RSAS. ....	57
Quadro 3.7 – Estações automáticas do INMET selecionadas para validação. ....	60
Quadro 4.1 – Erro médio das estações em $W/m^2$ para todo o período analisado. ....	73
Quadro 4.2 – Raiz do erro quadrático médio em $W/m^2$ para todo o período analisado. ....	75
Quadro 4.3 – Erro absoluto percentual para todo o período analisado. ....	77





## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>CAMS</i>	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
<i>ECMWF</i>	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
<i>IDH</i>	Irradiância difusa horizontal
<i>IGH</i>	Irradiância global horizontal
<i>IDN</i>	Irradiância direta normal
<i>INMET</i>	Instituto Nacional de Meteorologia
<i>GD</i>	Geração distribuída
<i>GFS</i>	Global Forecast System
<i>GOES</i>	Geostationary Operational Environmental Satellite
<i>NASA</i>	National Aeronautics and Space Administration
<i>NOAA</i>	National Oceanic and Atmospheric Administration
<i>PV</i>	Photovoltaics
<i>SAPM</i>	Sandia PV Array Performance Model
<i>WRF</i>	Weather Research and Forecasting



## LISTA DE SÍMBOLOS

$\beta$	Inclinação do módulo
$\phi$	azimute do módulo
$\alpha_s$	albedo da superfície
$\phi_s$	azimute solar
$\theta_s$	zênite solar



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>21</b>
1.1	OBJETIVOS .....	22
1.2	JUSTIFICATIVA.....	22
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	31
<b>2</b>	<b>MÉTODOS DE PREVISÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>33</b>
2.1	PREVISÃO DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA .....	33
<b>2.1.1</b>	<b>Métodos estatísticos e Inteligência artificial</b> .....	<b>33</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Modelos numéricos de previsão</b> .....	<b>34</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Base de dados para previsão</b> .....	<b>35</b>
2.1.3.1	<i>Modelos globais de Previsão do Tempo</i> .....	35
2.1.3.2	<i>Estações meteorológicas INMET</i> .....	36
2.2	ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA .....	38
<b>2.2.1</b>	<b>Modelos irradiância no plano inclinado</b> .....	<b>39</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Modelo de comportamento de módulos</b> .....	<b>40</b>
2.3	SUMÁRIO.....	44
<b>3</b>	<b>SISTEMA DE PREVISÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>45</b>
3.1	SISTEMAS DE OBTENÇÃO E PROCESSAMENTO DE DADOS.....	45
<b>3.1.1</b>	<b>Acompanhamento das instalações fotovoltaicas no Brasil</b> .....	<b>45</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Pynmet</b> .....	<b>47</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Obtenção de dados de modelos globais de previsão do tempo</b> .....	<b>50</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Automação do modelo WRF</b> .....	<b>51</b>
3.2	INTEGRAÇÃO DE DADOS E PREVISÃO DE GERAÇÃO.....	53
<b>3.2.1</b>	<b>Parametrizações</b> .....	<b>53</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Avaliação de desempenho do Modelo</b> .....	<b>57</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Integração entre dados de previsão e instalações fotovoltaicas</b> .....	<b>60</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Previsão de geração de energia elétrica</b> .....	<b>62</b>
3.3	SUMÁRIO.....	63
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>65</b>
4.1	ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	65
<b>4.1.1</b>	<b>Geração centralizada</b> .....	<b>66</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Microgeração</b> .....	<b>67</b>
4.2	PREVISÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA.....	71
4.3	PREVISÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA GERADA .....	79
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>83</b>
5.1	TRABALHOS FUTUROS .....	84
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>85</b>
	<b>APÊNDICE A – CONFIGURAÇÃO DO DOMÍNIO DO WPS</b> .....	<b>89</b>
	<b>APÊNDICE B – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSNF</b> .....	<b>91</b>
	<b>APÊNDICE C – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RS</b> .....	<b>93</b>
	<b>APÊNDICE D – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSCA</b> .....	<b>95</b>
	<b>APÊNDICE E – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSA</b> .....	<b>97</b>
	<b>APÊNDICE F – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSAS</b> .....	<b>99</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica tem se tornado cada vez mais competitiva e já é uma alternativa economicamente viável às usinas termoelétricas e por isso tem mostrado um crescimento rápido no Brasil começando a se tornar significativa no sistema elétrico brasileiro. Devido às suas características únicas são necessárias algumas adequações na operação do sistema elétrico em sistemas com grande penetração de energia solar fotovoltaica. Nesse sentido as experiências de países que possuem uma grande capacidade instalada em energia fotovoltaica são muito importantes na implementação correta da tecnologia a fim de evitar a ocorrência dos mesmos problemas ocorridos no passado nesses países, vista a complexidade do sistema elétrico brasileiro.

Uma grande vantagem da energia fotovoltaica é sua possibilidade de instalação em quase qualquer ponto da terra, já que a radiação solar incide sobre toda a superfície terrestre em menor ou maior nível. Por essa característica a energia fotovoltaica está muito associada à geração distribuída. Ackermann, Andersson e Söder (2001) definem geração distribuída como uma fonte de potência elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou instalada no lado do consumidor. Quando comparadas às grandes plantas, a geração distribuída tem menor dependência de linhas de transmissão, já que a produção de energia ocorre próxima ao local de consumo, diminuindo os custos sistêmicos associados à instalação dessa fonte. Mesmo em grandes centrais geradoras a energia fotovoltaica tem se mostrado um investimento lucrativo e de baixo risco a longo prazo (RIGTER; VIDICAN, 2010). Além de instalações conectadas à rede, sistemas fotovoltaicos são muito utilizados em sistemas isolados, sem acesso à rede de energia, onde são associados às baterias para armazenamento de energia para períodos sem irradiância solar.

A energia produzida por um módulo fotovoltaico é diretamente associada à radiação solar incidente sobre ele, sofrendo também interferência da temperatura de operação. A partir dos índices de irradiância e temperatura pode-se modelar o comportamento dos módulos fotovoltaicos para que se obtenha estimativas de produção de energia do sistema. No entanto, previsões precisas de irradiância são muito complexas, e é necessária a integração de muitos conjuntos de dados e técnicas para que se obtenham estimativas com um grau de precisão adequado. Felizmente grande parte dos dados utilizados nesse tipo de previsão são disponibilizados gratuitamente, permitindo a criação de sistemas de previsão de irradiância, que são fundamentais para a operação adequada de sistemas elétricos com grande penetração de energia fotovoltaica.

## 1.1 OBJETIVOS

Desenvolver um sistema automatizado para estimativa da produção de sistemas de geração solar fotovoltaica empregando informações obtidas a partir de modelos meteorológicos. O sistema proposto consiste em um software que integra automaticamente as informações geradas por sistemas de previsão meteorológica que empregam modelos numéricos de previsão do tempo otimizados para previsões de irradiância solar na superfície terrestre cujo acesso às bases de dados online são gratuitas. Com base nesses dados, o software calcula a geração de energia por módulos fotovoltaicos considerando os modelos matemáticos mais empregados para determinação da geração instantânea de energia por módulos fotovoltaicos. Dessa forma, torna-se possível obter uma estimativa de produção futura dos sistemas de geração fotovoltaica.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

O sistema elétrico brasileiro é baseado em energia hidrelétrica e de acordo com os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em setembro de 2018 essa fonte correspondia à 64% da potência instalada. A fonte termoelétrica também tem papel importante no sistema elétrico brasileiro, correspondendo a 26% da potência instalada, a seguir vem a energia eólica com 8% da potência instalada<sup>1</sup>. Os outros 2% da potência instalada no Brasil estão divididos entre energia termonuclear com 1,26% e fotovoltaica que corresponde a 0,7%.

A quantidade de energia gerada nas hidroelétricas é afetada, principalmente, pelas variações das quantidades de chuvas entre diferentes regiões do Brasil, ocasionados por fenômenos como el niño e la niña, tornando necessário o escoamento de energia das regiões onde os reservatórios das hidrelétricas possuam melhores níveis. As usinas termoelétricas geralmente são utilizadas como complementação da energia hidrelétrica, tanto em horários de pico, quando as hidroelétricas não suprem a carga instantânea, como em épocas em que a energia produzida pelas hidrelétricas não supre a demanda de energia do sistema. O uso das termoelétricas como fonte secundária é justificado pelo maior custo de produção de energia a partir destas. Nos últimos anos devido à baixa quantidade de chuvas nas principais regiões em produção de energia hidrelétrica, houve um aumento do uso das termoelétricas que levou à criação de bandeiras tarifárias como compensação ao aumento do custo de geração.

A característica essencialmente hidroelétrica do sistema elétrico brasileiro e a necessidade de transporte de energia entre diferentes regiões tornou necessária a interliga-

---

<sup>1</sup><http://dados.gov.br/organization/agencia-nacional-de-energia-eletrica>



ção de do sistema elétrico, levando à criação da Sistema Interligado Nacional, que é um sistema de linhas de transmissão de energia que interliga quase todo território nacional. As principais exceções o estado de Roraima, que tem sua energia elétrica fornecida pela Venezuela, e sistemas isolados na Amazônia. A interligação do sistema elétrico permite um controle central que coordena a produção e escoamento de energia elétrica.

A energia fotovoltaica vai na contramão da atual estrutura do sistema elétrico brasileiro. Como a irradiância solar incide em bons níveis em todo o território brasileiro é possível gerar energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos em qualquer lugar do país, diferentemente de outras fontes que dependem de condições ambientais e de infraestrutura, como meios baratos de transporte de combustível, no caso das termoelétricas, ou rios com condições adequadas para instalação de hidroelétricas.

Devido a grande variabilidade e sazonalidade da irradiância solar, a quantidade de energia que será produzida por um sistema fotovoltaico está sujeita a uma série de incertezas. Essa característica é um dos grandes desafios na integração desse tipo de energia em sistemas elétricos, principalmente quando não há presença significativa de acumuladores de energia. Quando há participação significativa de energia fotovoltaica são necessárias estimativas de produção de energia em diversos horizontes de tempo, para que seja possível um controle adequado deles.

No Brasil ainda não existe um sistema de previsão de produção de energia fotovoltaica central como o existente no *California Independent System Operator* (CAISO), ou como o existente para previsão de chuva e vazão utilizados para previsão dos níveis de reservatórios das usinas hidrelétricas pela ONS no Brasil <sup>2</sup>. Por isso estudos de sistemas de previsão de geração fotovoltaica são muito importantes, principalmente pelo grande crescimento pelo qual a energia fotovoltaica tem passado no Brasil.

### 1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O efeito fotoelétrico, princípio básico de funcionamento das células fotovoltaicas, foi descoberto muito antes da invenção do transistor por Hertz (1887) que observou a emissão de elétrons por uma material ao absorver certas frequências de luz. As células fotovoltaicas como conhecemos hoje foram inventadas mais de 60 anos após a descoberta de Hertz, nos Laboratórios Bell em 1954, quando Daryl M. Chapin, Calvin S. Fuller e Gerald L. Pearson criaram a primeira célula fotovoltaica baseada em semicondutores (REYNOLDS et al., 1954). A eficiência da primeira geração de células fotovoltaicas era baixa, cerca de 6% (SMETS et al., 2016). O principal fator que estimulou o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica nos seus primeiros anos foi a indústria espacial, que nascia na mesma época e necessitava de uma fonte de energia para os primeiros satélites.

---

<sup>2</sup><<http://ons.org.br/Paginas/Noticias/20180802-SMAP.aspx>>

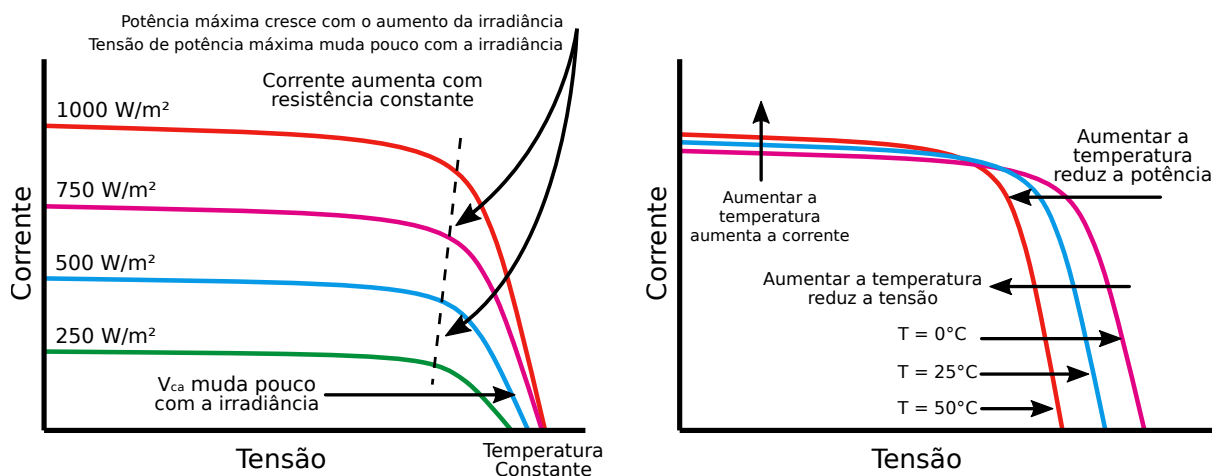
O uso da energia fotovoltaica de forma mais significativa em sistemas terrestres teve início na década de 80, estimulado principalmente pela tecnologia de filmes finos em sistemas isolados. Na década de 90 houve grande evolução na tecnologia das células fotovoltaicas e ela começou a ganhar uma perspectiva de fonte viável para produção de energia em grande escala. Até o ano de 1999 a potência instalada em energia fotovoltaica globalmente somava cerca de  $1GW_p$ . O uso em grande escala da tecnologia fotovoltaica em sistemas elétricos iniciou na Alemanha no ano 2000 quando foram criadas as tarifas de *feed-in* que permitem que o consumidor venda a energia fotovoltaica excedente sendo remunerado por isso (SMETS et al., 2016). À partir disso diversos países começaram a investir em políticas de estímulo à energia fotovoltaica, com destaque para a China, o que fez com que em 2012 a potência instalada global em energia fotovoltaica já somasse  $100GW_p$ .

As principais tecnologias de dispositivos fotovoltaicos são baseadas em silício cristalino, que representam mais de 90% do mercado, outra tecnologia com menor penetração é a de filmes finos, que possui menos de 10% do mercado. Recentemente as células fotovoltaicas orgânicas tem recebido bastante atenção, porém por serem uma tecnologia nova e com maior custo, não tem participação significativa no mercado (Semi Pv Group, 2018). A tecnologia de silício cristalino se divide em duas categorias, células de silício monocristalino e silício multicristalino. Cerca de 60% do mercado de células fotovoltaicas de silício é dominado pelo silício multicristalino (Semi Pv Group, 2018). Estas células apesar de possuírem menor eficiência de conversão quando comparada às células de silício monocristalino, possuem processo de fabricação mais simples e custo menor, sendo, em geral, mais viáveis economicamente.

A produção de energia por um módulo fotovoltaico pode ser estimada pela curva tensão-corrente que relaciona a corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. A máxima produção de energia por um módulo ocorre quando ele opera em condições de tensão e corrente específicas, chamado de ponto de máxima potência. Por isso são usados controladores que ajustam o ponto de operação a fim de otimizar a produção de energia. A corrente de curto circuito é aproximadamente proporcional à irradiância efetiva sobre o módulo, já a tensão de circuito aberto é afetada pela temperatura de operação, quanto menor a temperatura maior a tensão de saída e conseqüentemente a potência no ponto de máxima potência. A Figura 1.1 ilustra o comportamento da curva tensão-corrente com relação a temperatura e irradiância.

Diferentemente de outras fontes de energia como as termoeletricas e hidroelétricas, a energia fotovoltaica sofre flutuações que não podem ser controladas pelo operador do sistema, por isso, conforme a potência instalada em energia fotovoltaica cresce, são necessários novos meios de planejamento do despacho de energia elétrica. Nesse sentido são fundamentais previsões de geração que permitam uma análise de cenários futuros pelos operadores do sistema. Kostylev e Pavlovski (2011) definem cinco horizontes para a pre-

Figura 1.1 – Curvas tensão-corrente de um módulo fotovoltaico em função da irradiância e temperatura.



Fonte: Adaptado de Seaward Group.

visão de irradiância de sistemas fotovoltaicos mostrados no Quadro 1.1 que são descritos juntos às ações do sistema associadas àqueles horizontes.

Quadro 1.1 – Horizontes de previsão de irradiância.

Horizonte	Período	Amostragem	Sistema elétrico
Intra-horário	15min à 2h	30s à 5min	Variações de carga
Horário	1h à 6h	horária	Previsão de produção e consumo
Próximo dia	1 dia à 3 dias	horária	Mercado de energia, transmissão
Médio prazo	1 sem à 2 meses	diária	Planejamento e otimizações
Longo prazo	1 ano ou mais	mensal/anual	Planejamento do sistema

Fonte: (KOSTYLEV; PAVLOVSKI, 2011)

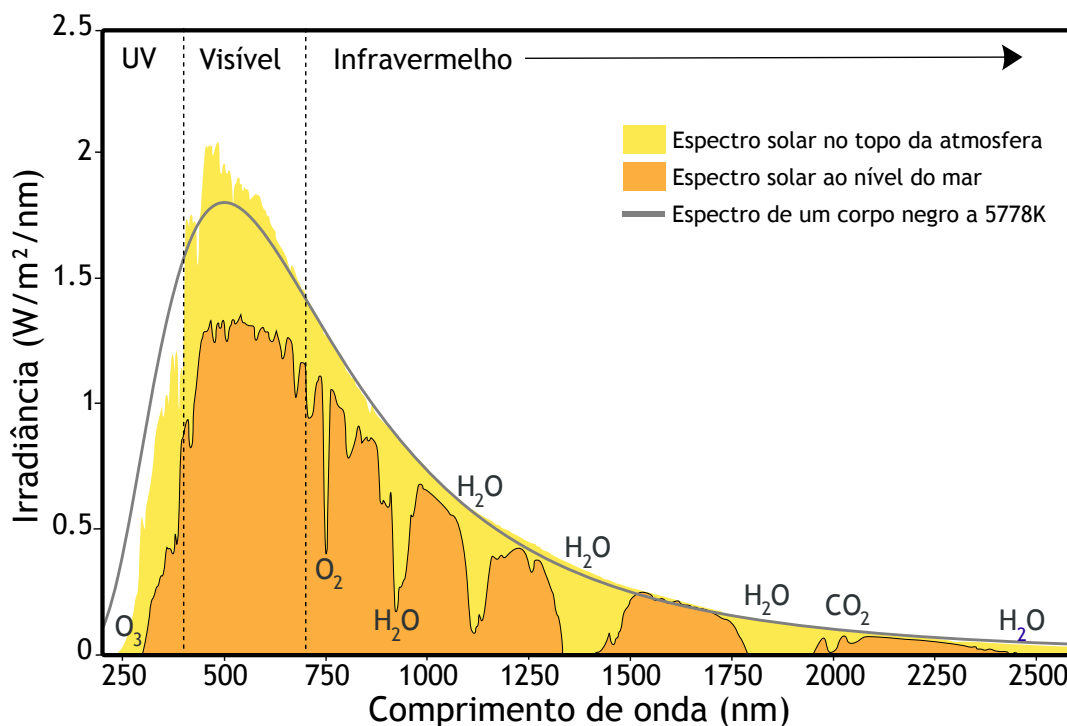
Na maior parte das medições de irradiância e saídas de modelos meteorológicos é considerada apenas a componente global horizontal dessa variável. A irradiância global horizontal corresponde a irradiância total incidente sobre um plano horizontal à superfície. Em um plano inclinado entretanto, como é o caso da maior parte dos módulos fotovoltaicos instalados, diferentes componentes da irradiância assim como a posição solar interferem na energia produzida por eles e são difíceis de serem obtidos apenas pela irradiância global horizontal. A irradiância solar é dividida em duas componentes, a direta e a difusa. A componente direta da irradiância é a parcela do feixe emitido pelo sol que não sofre nenhum espalhamento, sendo predominante em dias de céu claro. Já a irradiância difusa é a parcela que sofre algum espalhamento (LIOU, 2002a).

Na interação com a atmosfera terrestre a radiação solar passa por um série de processos que a modificam, dispersam e absorvem. Alguns desses processos ocorrem pela interação entre a radiação solar e a massa de ar que envolve a Terra, sendo esta

a maior atenuadora da radiação solar em dias de céu limpo. A camada de massa de ar que a radiação solar atravessa varia conforme o ângulo entre a superfície terrestre e o Sol, o que também influencia a resposta espectral da radiação solar incidente sobre a superfície terrestre, pois alguns comprimentos de onda são mais atenuados que outros nos processos radioativos que ocorrem na atmosfera.

A absorção de radiação pelos elementos da atmosfera depende de suas assinaturas espectrais. O exemplo mais conhecido é a absorção da radiação ultravioleta pelo ozônio, porém todos os outros elementos possuem alguma interferência sobre a radiação que chega à superfície terrestre. A absorção de radiação pelos elementos da atmosférica geralmente resulta em calor devido ao aumento da agitação das moléculas. A Figura 1.2 mostra uma comparação do espectro da radiação solar incidente sobre o topo da atmosfera com o espectro da radiação na superfície terrestre em uma atmosfera típica de 1.5AM<sup>3</sup> ao nível do mar, além das principais moléculas que atenuam a radiação solar.

Figura 1.2 – Resposta espectral da radiação solar.



Fonte: Nick84 licenciado sob CC-BY-SA 3.0, traduzido e adaptado pelo autor.

Um dos principais tipos de interação entre a radiação solar e a atmosfera são os espalhamentos. O espalhamento é processo onde a luz é desviada de sua trajetória pelo meio que atravessa, resultando na radiação difusa. Diferentemente da absorção, o espalhamento não transforma a radiação eletromagnética em outras formas de energia, apesar de geralmente estar acompanhada da absorção (LIQU, 2002b). Alguns efeitos resultantes

<sup>3</sup><<http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>>

do espalhamento da luz visível são o azul do céu e o brilho branco das nuvens. O espalhamento na atmosfera terrestre é causado tanto pelas moléculas que a compõem quanto pelos aerossóis que são partículas sólida ou líquidas em suspensão em meio gasoso (YAMASOE; CORRÊA, 2016). São dois os principais tipos de espalhamento, Rayleigh e Mie.

Espalhamento Rayleigh é o que ocorre quando as partículas que causam o espalhamento são muito menores que o comprimento de onda (LIU, 2002b) e costuma ser causado pelas próprias moléculas que compõem a atmosfera. Esse tipo de espalhamento é resultado da polarizabilidade da partícula que quando atingida por uma onda eletromagnética oscila na mesma frequência desta onda irradiando uma onda eletromagnética de mesma frequência que a onda que a atinge. Liou (2002b) usa a Equação 1.1 como uma aproximação entre o comprimento de onda e o espalhamento Rayleigh, que mostra a forte dependência do comprimento de onda na ocorrência desse fenômeno. Esse espalhamento é o responsável pelo céu azul, que pode ser explicado pela relação entre comprimento de onda ( $\lambda$ ) e intensidade ( $I_\lambda$ ) dadas por:

$$I_\lambda \simeq \frac{1}{\lambda^4} \quad (1.1)$$

O Espalhamento Mie é causado por partículas de tamanho similar ou maior que o comprimento de onda. Nesse tipo de espalhamento todos os comprimentos de onda são espalhados da mesma forma. Por espalhar todas os comprimentos de onda igualmente, geralmente se manifesta como uma luz branca. Os principais exemplo deste espalhamento na atmosfera são as nuvens e a neblina. Para uma maior precisão de estimativas de produção de energia fotovoltaica é importante que seja feita uma correção da resposta espectral da radiação solar sobre a superfície que é alterada principalmente pelo espalhamento Rayleigh e é diretamente relacionado com a massa de ar (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006).

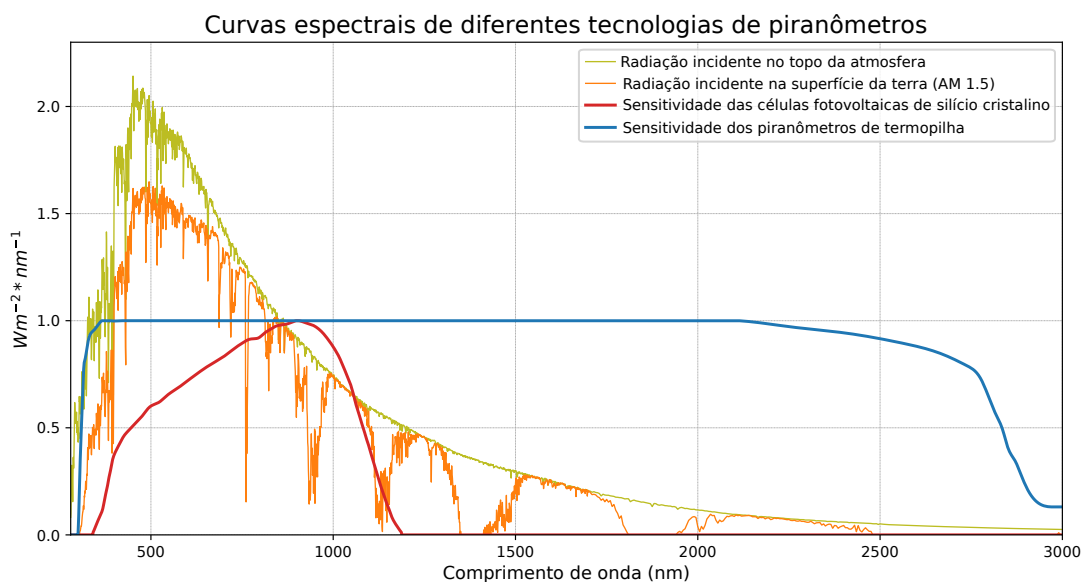
Medidas de irradiância são muito importantes na implantação de sistemas fotovoltaicos, tanto para estimativas do potencial de geração quanto para o monitoramento destes sistemas. Como sistemas fotovoltaicos costumam ser instalados em ângulos que permitam o máximo aproveitamento solar, para uma estimativa precisa da produção de um sistema fotovoltaico são necessárias medidas de irradiância no plano do módulo, ou das componentes direta e difusa, para que possa ser estimada a irradiância no plano do módulo. Existem algumas equações para a decomposição das componentes da irradiância global horizontal (MAXWELL, 1987; PEREZ et al., 1992a), que apesar de adequadas em algumas aplicações, geram um grau significativo de incerteza.

O piranômetro é o equipamento que é utilizado para medição da irradiância global. Na maior parte das estações de medida eles são instalados na horizontal de forma que obtenham a irradiância global horizontal IGH, ou GHI (Global Horizontal Irradiance) sigla que também é muito utilizada. Quando utilizados em aplicações fotovoltaicas esses equipamentos podem ser instalados no plano dos módulos para que se evitem os erros

associados aos modelos para separação da componente direta e difusa (PEREZ et al., 1992b) e para obtenção da irradiância no plano do módulo (LOUTZENHISER et al., 2007). Além disso, quando o objetivo é o monitoramento fotovoltaico as medidas são realizadas e armazenadas em maiores frequências, que vão de poucos minutos até segundos.

Os piranômetros podem ser de dois tipos, os termoeletrônicos e os fotoeletrônicos. Os piranômetros termoeletrônicos ou de termopilha, medem a radiação por meio de uma superfície negra, que absorve a maior parte da radiação incidente sobre ela, essa absorção leva a um aquecimento da superfície cuja temperatura é convertida para um sinal elétrico que é multiplicado por um fator de calibração e gera uma estimativa da irradiância global. Esses piranômetros tem a vantagem de absorverem grande parte do espectro eletromagnético e são classificados em uma categoria superior pela ISO-9060. Os piranômetros fotoeletrônicos utilizam fotodiodos para conversão entre a irradiância solar e o sinal elétrico, esses piranômetros possuem um tempo de resposta mais rápido, porém tem sua mediação restrita a uma faixa do espectro eletromagnético. A Figura 1.3 mostra uma comparação das faixas espectrais dos dois tipos de piranômetros, o fotoeletrônico, é representado pela curva típica do silício cristalino, material utilizado na maior parte dos fotodiodos que compõem piranômetros, e o de termopilha, que possui uma absorção uniforme da maior parte do espectro eletromagnético.

Figura 1.3 – Respostas espectrais típicas.



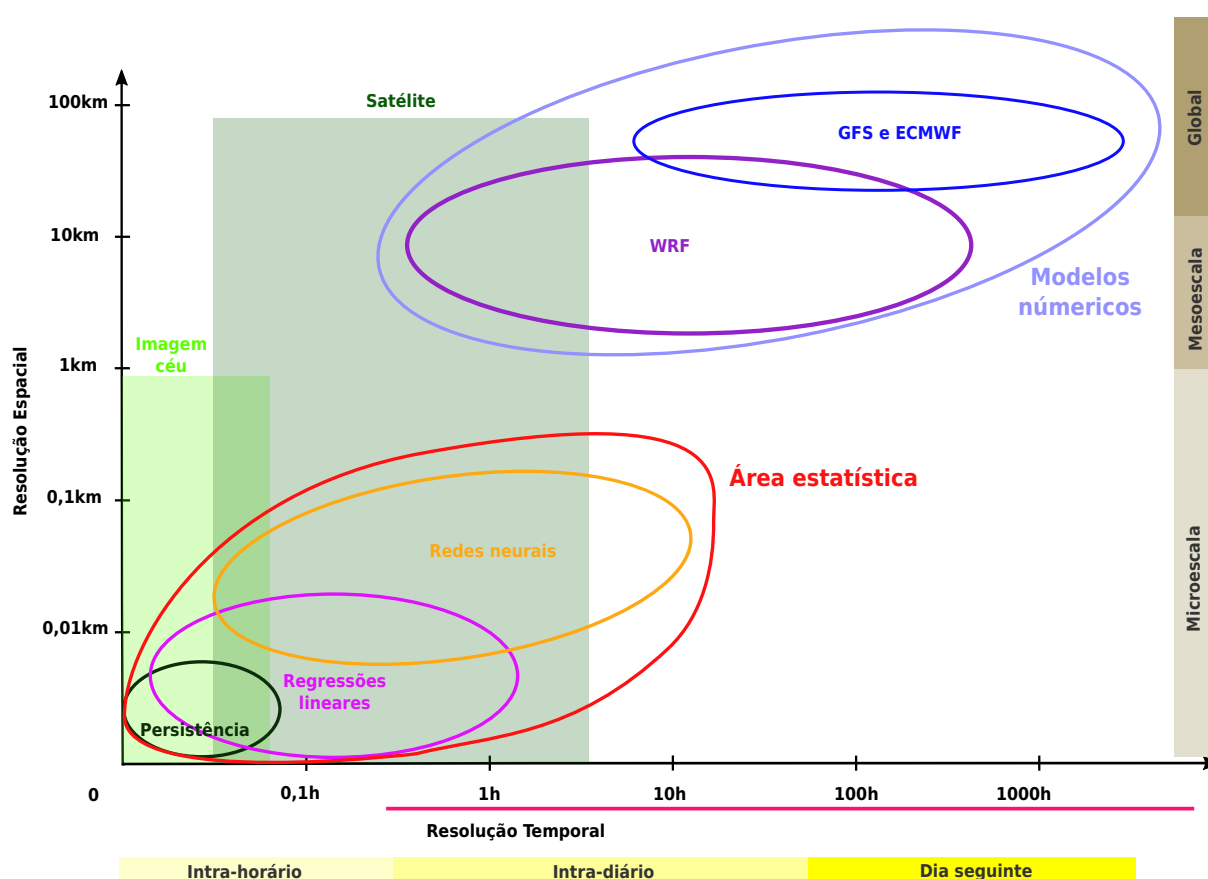
Fonte: Autor com dados da Kipp & Zonen e ASTM (NREL, 2012).

Um dos principais motivos para a classificação dos piranômetros fotoeletrônicos como inferiores aos de termopilha é a sua faixa espectral limitada (WMO, 2008). No entanto para aplicações fotovoltaicas eles podem apresentar resultados melhores que piranômetros de termopilha devido a composição do fotodiodo dos piranômetros fotoeletrônicos ser similar a utilizada na maior parte dos módulos fotovoltaicos, o que resulta em uma grande simila-

ridade na resposta espectral, além de características similares em relação ao tempo de resposta. Outra grande vantagem dos piranômetro fotoelétrico é seu custo, muito menor que dos piranômetros de termopilha, além dos resultados das medidas desses piranômetros não precisam passar por correções da resposta espectral.

As previsões de irradiância costumam ser divididas em dois conjuntos de técnicas, as previsões estatísticas e os modelos numéricos de previsão do tempo. Além delas existem técnicas derivadas diretamente de dados de sensoriamento remoto, como satélite e imageamento do céu. A Figura 1.4 mostra em mais detalhes as diferentes técnicas e sua resolução e horizonte de aplicação. Em sistemas mais complexos são associadas diversas técnicas a fim de otimizar ao máximo os resultados da previsão (JIMENEZ et al., 2016).

Figura 1.4 – Técnicas e horizontes para previsão de irradiância.



Fonte: Adaptado de (DIAGNE et al., 2013).

Uma das grandes vantagens no uso de modelos de mesoescala como o WRF, além da possibilidade de ajuste da resolução, é que por meio deles é possível modelar a componente direta e difusa da irradiância que é calculada considerando atenuações, reflexões e absorções em diversos níveis verticais tornando-os muitas vezes, mais precisos em previsões de geração que modelos globais como o Global Forecast System (GFS) (JIMENEZ et al., 2016).

A verificação da precisão das previsões realizadas por modelos meteorológicos

pode ser feita pelo uso da raiz do erro quadrático médio (REQM) e do erro médio (EM). No entanto, Diagne et al. (2013) observa em sua revisão bibliográfica sobre o tema, que alguns trabalhos utilizam formulações incorretas para a análise do erro, o que pode levar à conclusões incorretas sobre os erros das previsões. As formulações corretas são as seguintes:

$$\text{REQM} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (x_{prev,i} - x_{obs,i})^2}{n}} \quad (1.2)$$

$$\text{EM} = \frac{\sum_{t=1}^n (x_{prev,i} - x_{obs,i})}{n} \quad (1.3)$$

Diversos sistemas e abordagem para previsão de geração fotovoltaica são encontrados na literatura. Massidda e Marrocu (2017) mostrou que a associação de previsões de modelos numéricos de previsão do tempo, como o GFS, à técnicas de inteligência artificial fornecem previsões de produção de energia com alta correlação após um período de treinamento. El-Baz, Tzscheutschler e Wagner (2018) também obtiveram bons resultados com o uso de técnicas probabilísticas e treinamento de um modelo estatístico que usou como entrada dados de modelos numéricos de previsão do tempo de baixa resolução.

Almeida et al. (2017) comparou o desempenho de previsão de produção de energia de métodos paramétricos e não paramétricos com base em previsões do modelo WRF com alta resolução para a região da instalação fotovoltaica. Os resultados mostraram que os métodos não paramétricos usados (ALMEIDA; PERPIÑÁN; NARVARTE, 2015) obtiveram resultados melhores e a principal fonte de erro dos métodos paramétricos ocorreu na transposição da irradiância para o plano do módulo. O autor cita no trabalho que foram utilizados métodos de decomposição das componentes direta e difusa da irradiância (MAXWELL, 1987; PEREZ et al., 1992b). Alguns estudos mostram que a previsões das componentes da irradiância aplicadas à modelos numéricos de previsão do tempo que consideram a interação da irradiância com os componentes em diversos níveis da atmosfera trazem ganhos de desempenho à previsão de geração fotovoltaica Jiménez et al. (2016), o que pode explicar os erros maiores em previsões com modelos paramétricos.

Este trabalho busca realizar previsões de irradiância com base em simulações em modelos numéricos de previsão do tempo de alta resolução com parametrizações otimizadas para previsões de geração fotovoltaica com decomposição das componentes da irradiância, o que deve produzir resultados melhores que os obtidos por Almeida et al. (2017). Também são realizadas previsões de geração de unidades de geração distribuída usando métodos determinísticos, já que não são disponibilizados dados de produção de energia nem características de cada unidade geradora.



#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho é dividido em cinco capítulos. O capítulo dois aborda os principais métodos de previsão de geração fotovoltaica, desde técnicas de previsão de irradiância e temperatura, até estimativas de produção de energia a partir das previsões ambientais. O capítulo três descreve os sistemas desenvolvidos para automação dos processos de previsão assim como a metodologia utilizada. No capítulo quatro são mostrados os resultados e no capítulo cinco a conclusão do trabalho.



## 2 MÉTODOS DE PREVISÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Esse capítulo descreve as principais técnicas utilizadas para a previsão de geração solar fotovoltaica. São apresentadas as principais técnicas utilizadas para previsão de irradiância, as metodologias utilizadas para a estimativa da conversão dos dados ambientais em potência gerada por módulos fotovoltaicos, e as principais bases de dados utilizadas para as previsões de geração solar fotovoltaica

### 2.1 PREVISÃO DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA

A energia produzida por um módulo fotovoltaico depende da irradiância efetiva e da temperatura de operação de uma célula fotovoltaica. A estimativa correta dos fatores ambientais que influenciam nessas estimativas é essencial para a precisão da previsão. Nas próximas subseções são abordados alguns métodos estatísticos e de inteligência artificial, modelos numéricos de previsão do tempo e algumas das principais bases de dados para estimativas das condições ambientais fundamentais para previsão de produção de energia fotovoltaica.

#### 2.1.1 Métodos estatísticos e Inteligência artificial

Modelos estatísticos utilizam parâmetros medidos ou estimados para aproximar as tendências para os próximos períodos. Tais métodos costumam ser mais eficientes para previsões de curto prazo, porém podem se mostrar eficientes para períodos maiores em regiões com onde os índices de radiação costumam seguir padrões bem definidos (DIAGNE et al., 2013), sendo também utilizados para ajuste de previsões com base em medidas locais. Métodos costumam ser aplicados em medidas de irradiância, imagens de céu, dados de satélite ou mesmo saídas de modelos numéricos de previsão do tempo.

Uma das variáveis mais importantes para uso em conjunto com métodos estatísticos são os coeficientes de céu limpo, que indicam o percentual da irradiância atenuada, assim, em conjunto com estimativas da posição solar e irradiância no topo da atmosfera podem ser obtidas estimativas de irradiância (INEICHEN, 2008). Esses coeficientes podem ser estimados por meio de dados de imagem de céu ou de satélite e tem sido muito usada para previsões para um horizonte de poucos minutos até 6 horas (DIAGNE et al., 2013).

Previsões de séries utilizando métodos puramente estatísticos podem possuir diversas abordagens. A mais simples dela é o modelo de persistência, que considera que o valor de uma variável não sofre alteração nos próximos intervalos de tempo. Um exemplo

é que, se algum momento do dia, o coeficiente de céu limpo é de 50%, a tendência é que nos próximos minutos esse valor não se altere ou tenha no máximo pequenas variações. Esse método é uma importante medida para estimar a eficiência de um método de previsão e o horizonte mínimo para o qual ele se aplica, sendo que a previsão só será efetiva no horizonte onde o método utilizado superar o método da persistência.

Outras técnicas estatística usada são as auto-regressivas de médias móveis. Elas utilizam uma regressão para obtenção das tendências passadas e por meio de médias móveis estimam os valores de erro do passado, permitindo identificar as tendências dos erros e elimina-las em previsões futuras. Esse tipo de método pode se mostrar mais preciso inclusive que algumas técnicas de inteligência artificial em certas situações (REIKARD, 2009).

O uso de inteligência artificial (IA) para previsões de irradiância tem sido objeto de muitos estudos e trabalhos recentemente, e é muitas vezes classificada também como um método estatístico (DIAGNE et al., 2013). Um dos principais métodos de inteligência artificial são as redes neurais artificiais, que são muito eficientes no reconhecimento de padrões. Métodos de IA podem ser utilizados tendo como entrada dados de satélite, de modelos numéricos, de estações terrestres ou mesmo de outras redes neurais (MELLIT; PAVAN, 2010; KEMMOKU et al., 1999). O uso de técnicas de inteligência artificial é especialmente útil em situações onde modelos numéricos não tem um bom desempenho ou consistência. Outra utilização muito frequente de inteligência artificial é em previsão de potência em geração distribuída (LORENZ et al., 2007).

### **2.1.2 Modelos numéricos de previsão**

Modelos numéricos de previsão do tempo globais como o Global Forecast System (GFS) e European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) possuem resoluções muito baixas para caracterização de muitos fenômenos de pequena escala como nuvens esparsas. Atualmente a máxima resolução disponibilizada pelo GFS é de  $0,25^\circ$  (cerca de 28km) enquanto o ECMWF já disponibiliza rodadas com resolução de  $0,1^\circ$  (aproximadamente 11km). Para realização de modelagem com maior resolução podem ser utilizados os modelos numéricos de previsão do tempo como o WRF, sigla para Weather Research and Forecasting Model.

O WRF é um modelo numérico de previsão do tempo de mesoescala desenvolvido no fim da década de 90 para pesquisas atmosférica e previsão de tempo (UCAR, 2017). Esse modelo possui unidades para assimilação de dados, pré-processamento e pós-processamento, que permitem seu uso em diversas aplicações com uso de dados varias fontes e tipos. Ele foi desenvolvido em parceria entre o NCAR (Administração nacional de atmosfera e oceano), a AFWA (Agência de tempo da Aeronáutica), o laboratório de

pesquisa naval da Universidade de Oklahoma e Administração Federal de Aviação, todos dos Estados Unidos da América.

O WRF é utilizado em diversos centros de meteorologia ao redor do mundo e possui uma grande comunidade que contribui na implementação de modelagens de diversos processos físicos e dinâmicos. A flexibilidade deste modelo permite ao usuário adequar o WRF às suas necessidades incorporando características regionais de topografia e solo de alta resolução e realizar simulações em escalas que vão de poucos metros à milhares de quilômetros. Podendo ser parametrizado de forma a se adequar à finalidade da simulação ou às características da região.

Devido a crescente demanda por previsões voltadas para energia solar foi criado o WRF-Solar™, um modelo numérico de previsão do tempo baseado no WRF com uma série de adaptações para otimizar seu desempenho em aplicações de energia. O WRF-Solar™ foi desenvolvido no NCAR baseado na versão 3.6 do WRF e suas melhorias tem sido portadas para a versão oficial do WRF (JIMENEZ et al., 2016). Entre as principais melhorias trazidas pelo WRF-Solar™ estão um melhor acoplamento entre sistemas de aerossóis, nuvens e radiação além da saída das componentes direta e difusa da radiação. Atualmente o WRF-Solar™ tem importante papel no sistema de previsão de potência SunCast™, sendo utilizado tanto para previsões de próximo dia como para previsões com horizonte de poucas horas (HAUPT; et al, 2016).

### **2.1.3 Base de dados para previsão**

Estimativas de irradiância tem uma complexidade muito grande e exigem a assimilação do maior número possível de informações a fim de que os resultados sejam refinados ao máximo. Estes dados podem vir de satélites, modelos globais de previsão do tempo ou medidas locais de irradiância. Felizmente grande parte dos dados são medidos e modelados por órgãos governamentais que disponibilizam-os gratuitamente. Nas próximas sub-seções são mostradas os principais conjuntos de dados disponíveis que podem auxiliar em estimativas e previsões de irradiância para sistemas fotovoltaicos.

#### *2.1.3.1 Modelos globais de Previsão do Tempo*

Uma das principais fonte de dados meteorológicos são os modelos globais que agregam dados de diversos conjuntos de dados de satélites, estações em solo, radiosondagens, radares meteorológicos e estatísticas de características topográficas e do solo para modelar previsões do tempo para todo o globo. Os dois principais modelos numéricos globais de previsão do tempo são o Global Forecast System (GFS) e o ECMWF

(European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) que são usados como referência nos principais centros de meteorologia do mundo.

O GFS é um sistema numérico de previsão do tempo rodado pelo National Weather Service (NWS) dos Estados Unidos da América. Esse modelo fornece previsões para até 16 dias com resolução de  $0,25^\circ$  sendo executado 4 vezes ao dia às 0h, 6h, 12h e 18h UTC. O GFS é um dos mais adotados por ser disponibilizado gratuitamente pelo governo americano sem restrição de aplicação, além de apresentar boa precisão em suas estimativas. Os dados do GFS são usados, inclusive, como base para modelos comerciais de previsão de irradiância<sup>1</sup>, ele também pode servir de entrada para outros modelos de mesoescala.

O Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (ECMWF na sigla original), é um dos principais centros de previsão do tempo e é muito conhecido por seu modelo global, conhecido pela mesma sigla do centro. O ECMWF também possui outros projetos de monitoramento e previsão de tempo e clima, um dos mais importantes destes é o Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS), que monitora a atmosfera e sua composição, tendo como principal finalidade o estudo do efeito estufa, camada de ozônio e poluição, e, apesar de não ser diretamente voltado para este fim, as taxas de aerossóis e composição da atmosfera podem ajudar a melhorar o desempenho de estimativas de irradiância.

Em trabalhos que comparam o desempenho de diversos modelos e aplicações o GFS mostrou desempenho similar ao ECMWF quando utilizado como condição de contorno em outros modelos (PEREZ et al., 2013; MATHIESEN; KLEISSL, 2011), apesar de outros estudos mostrarem uma maior precisão do ECMWF em termos gerais (KERN; CHEN, 2014). O ECMWF é disponibilizado gratuitamente apenas para fins educacionais e de pesquisa aos estados membros do Centro Europeu de Previsão do Tempo.

### 2.1.3.2 Estações meteorológicas INMET

O Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil (INMET) é um órgão federal, vinculado ao ministério da agricultura, criado em 1909 com o propósito de realizar monitoramento, análise e previsões de tempo e desastres naturais para auxiliar o planejamento do ministério da agricultura e também informar a população brasileira.

O INMET possui a maior rede de monitoramento meteorológico do Brasil. Atualmente fazem parte da rede 536 estações sendo 532 localizadas no Brasil e 4 no Uruguai. As estações da rede do INMET possuem frequência horária e registram as variáveis mostradas no Quadro 2.1. Os dados são disponibilizados de forma bruta pelo site do INMET para o período de 365 dias com relação à última medida.

---

<sup>1</sup><<https://solarwebservices.ch/solarforecast.php>>

As estações meteorológicas do INMET estão bem distribuídas em todo território nacional possibilitando assim um monitoramento satisfatório de todo Brasil. A Figura 2.1 mostra a distribuição das estações do INMET. Atualmente 9 estações encontram-se inativas sendo duas destas localizadas no Uruguai.

Figura 2.1 – Localização das estações meteorológicas do INMET.



Fonte: Autor com dados do INMET.

Quadro 2.1 – Variáveis meteorológicas das estações automáticas INMET.

Variável	Un.	Descrição
Data e Hora	UTC	Horário do Registro
Temperatura	°C	Temperatura no horário do registro
Temperatura Mínima	°C	Temperatura mínima da última hora
Temperatura Máxima	°C	Temperatura máxima da última hora
Umidade	%	Umidade no horário do registro
Umidade Mínima	%	Umidade mínima da última hora
Umidade Máxima	%	Umidade máxima da última hora
Ponto de Orvalho	°C	Temperatura do Ponto de Orvalho Instantânea
Ponto de Orvalho Mínima	°C	Temperatura do Ponto de Orvalho mínima
Ponto de Orvalho Máxima	°C	Temperatura do Ponto de Orvalho máxima
Pressão	hPa	Pressão no horário do registro
Pressão Mínima	hPa	Pressão mínima da última hora
Pressão Máxima	hPa	Pressão máxima da última hora
Velocidade do vento	m/s	Velocidade média do vento
Direção do vento	°	Direção média do vento
Velocidade de Rajada	m/s	Velocidade máxima do vento
Radiação	kJ/m <sup>2</sup>	Radiação média incidente
Chuva	mm	Precipitação acumulada

Fonte: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas>>

## 2.2 ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

A energia produzida por um módulo fotovoltaico depende da irradiância efetiva que incide sobre suas células, e de sua temperatura de operação. A maior parte dos modelos meteorológicos tem com saída padrão apenas previsões de irradiância global horizontal, que é muito importante para os processos radioativos, porém como os módulos fotovoltaicos costumam estar instalados em um ângulo inclinado em relação à superfície, a radiação que efetivamente incide sobre eles é de difícil obtenção sem dados das componentes da radiação. A estimativa da temperatura de operação do módulo pode ser inferida a partir da temperatura ambiente, irradiância incidente sobre o módulo e da velocidade do vento, além das próprias características construtivas e de instalação do módulo fotovoltaico. A conversão das condições ambientais em estimativas de produção de energia depende das características do módulo, de sua instalação e da condição de operação. Nas próximas duas subseções são mostrados alguns modelos para conversão das condições ambientais em estimativas de produção de energia fotovoltaica.



### 2.2.1 Modelos irradiância no plano inclinado

As componentes direta e difusa da irradiância são muito importantes na estimativa da irradiância total sobre um plano inclinado, caso dos módulos fotovoltaicos, que costumam ser instalados em um ângulo não horizontal a fim de otimizar a produção de energia. Além das componentes vindas da atmosfera existe também a irradiância refletida pelo solo que costuma ser classificada como difusa por alguns autores (LOUTZENHISER et al., 2007). A soma dessas componentes resulta na irradiância no plano do módulo  $E_{TP}$  mostrada abaixo:

$$E_{TP} = E_{BP} + E_{DP} + E_{RP} \quad (2.1)$$

onde  $E_{BP}$ ,  $E_{DP}$ ,  $E_{RP}$  são as componentes direta, difusa e refletida da irradiância, respectivamente.

A irradiância direta em uma no plano inclinado pode ser obtida por uma simples relação geométrica entre a posição solar e a posição do módulo (HAY, 1993) que multiplica a irradiância direta medida, como mostra a equação:

$$E_{BP} = E_{NB} \times R_B \quad (2.2)$$

onde  $E_{NB}$  é radiação normal direta e  $R_B$  a razão de projeção, que é o ângulo entre o feixe solar e o posicionamento do módulo. A razão de projeção é obtida por meio de uma relação trigonométrica entre a inclinação do módulo  $\beta$ , zênite solar  $\theta_s$ , azimute solar  $\phi_s$  e azimute do módulo  $\phi$ :

$$R_b = \frac{\cos(\beta)\cos(\theta_s) + \sin(\beta)\sin(\theta_s)\cos(\phi_s - \phi)}{\cos(\theta_s)} \quad (2.3)$$

A irradiância refletida no plano do módulo  $E_{RP}$  também pode ser modelada com boa precisão para módulos instalados em superfícies planas com o uso de relações geométricas entre a irradiância global horizontal  $E_{GH}$ , o albedo da superfície  $\alpha_s$  e a inclinação do painel  $\beta$ :

$$E_{RP} = E_{GH}\alpha_s \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (2.4)$$

Em latitudes menores, onde a inclinação dos módulos fotovoltaicos costuma ser baixa a irradiância refletida tem pouca influência na quantidade total de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, então essa aproximação é adequado quando se considera o caso do Brasil.

A irradiância difusa é a parcela mais complexa de ser estimada e existem diversos equacionamentos para essa parcela da irradiância. Loutzenhiser et al. (2007) define que

a irradiância difusa incidente sobre um módulo fotovoltaico pode ser decomposta em três parcelas, componente difusa isotrópica  $E_{DPiso}$ , uniforme em todo o céu, difusa circunsolar  $E_{DPcs}$ , formada pela dispersão da radiação que ocorre ao redor do círculo solar, e componente de brilho horizontal  $E_{DPbh}$ , concentrada em uma faixa próxima ao horizonte e mais presente em condições de céu limpo, como mostrado abaixo:

$$E_{DP} = E_{DPiso} + E_{DPcs} + E_{DPbh} \quad (2.5)$$

O primeiro modelo proposto para obtenção da irradiância difusa no plano inclinado foi o isotrópico, que considerava apenas a componente isotrópica sendo desenvolvida para aplicação em coletores solares (HOTTEL; WHILLIER, 1955). Posteriormente Hay (1993) incluiu no equacionamento a componente circunsolar a fim de melhorar a precisão do modelo isotrópico. Mais tarde Reindl, Beckman e Duffie (1990) estenderam o modelo Hay-Davies incluindo no modelo a irradiância difusa advinda do brilho horizontal. O brilho horizontal, no entanto, só é relevante em painéis com inclinações maiores que  $45^\circ$  o que não é o caso da maioria das instalações no Brasil, sendo que muitas vezes o modelo de Hay-Davies produz melhores resultados (LOUTZENHISER et al., 2007). Por isso modelo de Hay-Davies é o padrão em algumas ferramentas de modelagem fotovoltaica (HOLMGREN et al., 2015). Seu equacionamento é mostrado a seguir:

$$E_{DP} = E_{DH} \left( AR_b + (A - 1) \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \right) \quad (2.6)$$

onde  $E_{DH}$  é a irradiância difusa horizontal,  $\beta$  é a inclinação do painel e  $A$  é a transmitância da atmosfera dada pela relação entre a irradiância normal direta  $E_{BN}$  e irradiância normal direta incidente sobre o topo da atmosfera  $E_{BNe}$  (SPENCER, 1971):

$$A = \frac{E_{BN}}{E_{BNe}} \quad (2.7)$$

### 2.2.2 Modelo de comportamento de módulos

Um dos principais modelos de comportamento de módulos fotovoltaicos é o *Sandia PV Array Performance Model* (SAPM) que é um modelo empírico que modela uma série de comportamentos de um módulo fotovoltaico como temperatura da célula, irradiância efetiva e simulação da curva tensão-corrente (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004). Esse modelo tem como entrada as condições ambientais, posição de instalação do módulo e coeficientes empíricos obtidos a partir de ensaios em laboratório. O *Sandia Labs.* disponibiliza uma banco de dados de parâmetros para diversos modelos de módulos fotovoltaicos comerciais, o que possibilita modelagens mais precisas que as obtidas apenas por parâmetros das folhas de dados dos fabricantes dos módulos (STEIN et al., 2013). O conjunto

de parâmetros fornecido para cada um dos módulos ensaiados é mostrado na lista abaixo:

- $\alpha_n$ : coeficientes de inconformidade espectral;
- $\beta_n$ : coeficientes de irradiância refletida;
- $\Delta T$ : coeficiente de diferença de temperatura;
- $\beta_{V_{ca}}$ : coeficiente de temperatura de um módulo em  $1000W/m^2$  para circuito aberto;
- $\beta_{V_{ca}}$ : coeficiente de temperatura de um módulo em  $1000W/m^2$  para o ponto de máxima potência;
- $n$ : fator de idealidade do diodo (valor empírico);
- $E_0$ : irradiância de referência ( $1000W/m^2$ );
- $T_0$ : temperatura de referência ( $25^\circ C$ );
- $F_d$ : fração da irradiância difusa utilizada pelo módulo;
- $\alpha_{I_{cc}}$ : coeficiente de temperatura normalizado para curto-circuito ( $1/^\circ C$ );
- $\alpha_{I_{mp}}$ : coeficiente de temperatura normalizado para corrente de máxima potência ( $1/^\circ C$ );
- $N_s$ : número de células em série;
- $C_n$ : vetor de coeficientes do módulo determinados por testes no Sandia Labs.

A estimativa da temperatura de operação da célula é baseada na temperatura do módulo e é calculado em duas etapas. A temperatura do módulo ( $T_m$ ) é definida como:

$$T_m = E_{TP} \times e^{a+V_v b} + T_a \quad (2.8)$$

onde  $E_{TP}$  é a irradiância no plano do módulo em  $W/m^2$ , que é a soma das componentes da irradiância transpostas para a plano inclinado,  $V_v$  a velocidade do vento em  $m/s$ ,  $T_a$  a temperatura em  $^\circ C$  e  $a$  e  $b$  fatores relativos a construção e instalação do módulo (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004). O principal aspecto construtivo que interfere na temperatura do módulo é a composição da parte posterior dele e é dada pelo fator  $a$ . A instalação do módulo de modo a permitir ou não a circulação de ar em sua parte posterior também é um fator relevante para a temperatura e é dado pelo coeficiente  $b$ . A Tabela 2.1 mostra os parâmetros a serem utilizados para cada caso.

A partir da temperatura do módulo é possível estimar-se a temperatura da célula  $T_c$ :

$$T_c = T_m + \frac{E_{TP}}{E_R} \Delta T \quad (2.9)$$

Tabela 2.1 – Coeficientes para cálculo da temperatura do painel.

Tipo do Módulo	Circulação de ar	a	b
Vidro/célula/vidro	Sim	-3,47	-0,0594
Vidro/célula/vidro	Não	-2,98	-0,0471
Vidro/célula/polímero	Sim	-3,56	-0,0750
Vidro/célula/polímero	Não	-2,81	-0,0455

Fonte: Adaptado de King, Boyson e Kratochvil (2004)

onde  $E_R$  é a irradiância de referência, que por padrão é  $1000 \text{ W/m}^2$ , e  $\Delta T$  é o parâmetro da diferença de temperatura do módulo (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004).

O SAPM emprega o modelo de um diodo para caracterização da curva tensão-corrente de módulos fotovoltaicos com base em parâmetros empíricos. São quatro os principais pontos da curva tensão-corrente de um módulo fotovoltaico estimados por este modelo: corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{ca}$ ), corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ) e tensão e máxima potência ( $V_{mp}$ ). As equações que definem os valores dessas variáveis são mostradas nas equações abaixo:

$$I_{cc} = I_{cc0} \times F_1 \left( \frac{E_{BP}F_2 + F_d E_{DP}}{E_0} \right) \times (1 + \alpha_{I_{cc}}(T_c - T_0)) \quad (2.10)$$

$$V_{ca} = V_{ca0} + N_s \delta \ln(E_e) + B_{V_{ca}}(T_c - T_0) \quad (2.11)$$

$$I_{mp} = I_{mp0} (C_0 E_e + C_1 E_e^2) \times (1 + \alpha_{I_{mp}}(T_c - T_0)) \quad (2.12)$$

$$V_{mp} = V_{mp0} + C_2 N_s \delta \ln(E_e) + C_3 N_s (\delta \ln(E_e))^2 + \beta_{V_{mp}}(T_c - T_0) \quad (2.13)$$

Os coeficientes  $\alpha_{I_{cc}}$  e  $\alpha_{I_{mp}}$  são os coeficientes de temperatura normalizados para curto-circuito e ponto de máxima potência, respectivamente.  $\beta_{V_{ca}}$  e  $\beta_{V_{mp}}$  são os coeficientes de temperatura de um módulo sob irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  para operação condições circuito aberto e ponto de máxima potência, respectivamente.  $N_s$  é o número de células em série e  $F_d$  é fração da irradiância difusa utilizada pelo módulo. Os fatores  $C_1$ ,  $C_2$  e  $C_3$  são coeficientes do módulo, fornecidos pelo *Sandia Labs*, assim como os termos  $\alpha_n$  e  $\beta_n$  e obtidos a partir de ensaios, como mostrado por King et al. (2016). O banco de dados com coeficientes dos módulos é fornecido junto ao software *System Advisor Model*<sup>2</sup>.

A variável  $F_1$  é o fator de incompatibilidade espectral. Diferentes módulos possuem diferentes respostas espectrais e como, em geral, a saída dos modelos meteorológicos prevê a radiação global, é preciso calcular a incompatibilidade espectral com base na es-

<sup>2</sup><<https://sam.nrel.gov/>>

pequena da massa de ar ( $M$ ). Para isso é utilizado um polinômio de quarto grau (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006), mostrado abaixo:

$$F_1 = \alpha_0 + \alpha_1 MA + \alpha_2 MA^2 + \alpha_3 MA^3 + \alpha_4 MA^4 \quad (2.14)$$

A segunda variável,  $F_2$ , é fator de reflectância, que estima a porção da irradiância direta que é refletida na superfície do módulo. Esse fator é relativo ao ângulo de incidência ( $AOI$ ) que dado por uma relação entre a inclinação do módulo ( $\beta$ ) e seu azimute ( $\phi$ ) e o zênite solar ( $\theta_s$ ) e azimute solar ( $\phi_s$ ), como mostra a equação a seguir:

$$AOI = \cos(\beta) \times \cos(\theta_s) + \sin(\beta) \times \sin(\theta_s) \times \cos(\phi_s - \phi) \quad (2.15)$$

O fator de reflectância, assim como o fator de incompatibilidade espectral, é calculado por um polinômio que utiliza coeficientes ( $\beta_n$ ) fornecidos pelo *Sandia Labs.*. O polinômio que define esse fato é:

$$F_2 = \beta_0 + \beta_1(AOI) + \beta_2(AOI)^2 + \beta_3(AOI)^3 + \beta_4(AOI)^4 + \beta_5(AOI)^5 \quad (2.16)$$

Por meio dos fatores  $F_1$  e  $F_2$  é possível estimar a irradiância efetiva, que é a irradiância que chega à célula e produz corrente elétrica:

$$E_e = \frac{F_1(E_{BP}F_2 + F_dE_{DP})}{E_0} \quad (2.17)$$

O fator  $\delta$ , utilizado no cálculo das tensões de circuito aberto (Equação 2.11) e de máxima potência (Equação 2.13), é uma função da temperatura como definido abaixo:

$$\delta = \frac{n \times k (T_c + 273.15)}{q} \quad (2.18)$$

onde  $k$  é a constante de Boltzmann  $1,38066 \times 10^{-23} J/K$ ,  $q$  é a constante da carga elementar do elétron  $-1,60217653 \times 10^{-19} C$  e  $n$  o fator de idealidade do diodo obtido empiricamente (KING et al., 2016).

Fatores como sombreamento, e cobertura por poeira podem ser estimados por meio de ajustes utilizando redes neurais artificiais, para o caso de instalações onde tais informações não são conhecidas, porém para isso são necessárias medidas de energia produzida pelas instalações para o treinamento da rede neural (RILEY; VENAYAGAMOORTHY, 2011).

## 2.3 SUMÁRIO

Existe uma grande disponibilidade de dados e diversas metodologias podem ser usadas para previsão de irradiância, inclusive alguns modelos de previsão de tempo tem sido adaptados para este fim. Para a obtenção da irradiância no plano do painel é importante que se conheça a componente direta e difusa dela a fim de que se obtenham resultados mais precisos. Outras variáveis como temperatura do ar e velocidade do vento são importantes para a estimativa da temperatura do módulo. Existem diversos modelos que podem ser aplicados para estimativas de produção de energia por um módulo, entre eles está o SAPM, que é empírico e baseado em constantes definidas por meio de ensaios para cada módulo. Para a aplicação do modelo é preciso conhecer as características do módulo, por meio do banco de dados fornecido pelo Sandia Labs. e do local de instalação dele.

### **3 SISTEMA DE PREVISÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA**

O sistema de previsão de geração solar fotovoltaica proposto busca a realização de previsões de geração para o próximo dia para o estado do Rio Grande do Sul com base em previsões de modelos numéricos de previsão do tempo e integração com a base de dados de geração distribuída nessa região do Brasil, sendo dividido em duas partes, previsão das condições ambientais e previsão de geração de energia fotovoltaica.

A automação dos processos é dividida em duas etapas, obtenção e processamento dos dados e previsão de geração. Os dados utilizados para o desenvolvimento do sistema, em sua maior parte, são abertos e podem ser utilizados até mesmo em sistemas comerciais. Um dos principais focos do sistema é sua operacionalidade, assim todos os processos envolvidos na aquisição e processamento de dados foram feitos de forma a permitir a automação e também expansão pela integração de outros métodos de previsão.

#### **3.1 SISTEMAS DE OBTENÇÃO E PROCESSAMENTO DE DADOS**

Diversas fontes de dados precisam ser integradas para que sejam possível previsões precisas de irradiância. A obtenção e processamentos destes dados é uma das principais etapas para a automação do sistema. As próximas quatro subseções descrevem em mais detalhes cada ferramenta desenvolvida para essa etapa do processo.

##### **3.1.1 Acompanhamento das instalações fotovoltaicas no Brasil**

As instalações fotovoltaicas são divididas em duas categorias, geração distribuída e usinas geradoras. A disponibilização dos dados das unidades geradoras é distinta para cada uma dessas categorias. A ANEEL fornece dados das usinas geradoras por meio do portal de dados abertos do governo brasileiro que são atualizados a cada três meses, porém não são incluídos dados sobre a localização geográfica delas, o que limita sua utilização em previsão de geração. Os dados de geração distribuída são disponibilizados em uma página no site da ANEEL que lista todas as instalações desse tipo no Brasil. Essa página é atualizada continuamente com informações de novas usinas incluindo sobre fonte da geração, potência instalada, unidade consumidora, cidade e CEP das instalações. Esse banco de dados, no entanto, não possui dados de altitude, latitude e longitude da instalação. Porém por meio do nome da cidade, estado e CEP é possível obter boas aproximações desses dados.

O controle dos dados de CEP é responsabilidade da Empresa Brasileira de Cor-

reios e Telégrafos, que também fornece um banco de dados com as latitudes e longitudes aproximadas correspondentes a cada CEP. Como esse banco de dados é pago seu uso foi descartado e como alternativas foram utilizados o OpenStreetMap, que é um projeto de mapeamento colaborativo e aberto, e o Google Geocoding API, que apesar de pago possui uma cota diária para uso gratuito. A biblioteca python Geocoding<sup>1</sup> possui um sistema de acesso às APIs, permitindo a fácil integração com os demais serviços desenvolvidos. Em alguns testes realizados manualmente verificou-se que os resultados das pesquisas feitas por meio do Google Geocoding API em geral estavam um mais atualizados, por isso essa API foi utilizada preferencialmente e o OpenStreetMap como alternativa em caso de falha na obtenção de resultados pela primeira. A pesquisa para a localização da latitude e longitude foi feita utilizando o nome da cidade, o estado e CEP da instalação. Posteriormente a partir da latitude e longitude, obteve-se dados da altitude correspondente por meio do *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM). Na obtenção dos dados do SRTM foi utilizada a biblioteca SRTM.py<sup>2</sup> que foi desenvolvida para python2 e havia sido descontinuada, para que fosse usada foi necessário convertê-la para python3, versão utilizada pelos demais sistemas.

Para que seja possível obter uma perspectiva mais ampla da situação das instalações fotovoltaicas em geração distribuída e de seu desenvolvimento é importante que se integrem dados estatísticos das regiões de onde estão localizadas essas instalações. Para isso foi realizada a integração do banco de dados de instalações da geração distribuída com dados do IBGE para que fosse possível a criação de estatísticas que associassem aspectos socioeconômicos com a geração distribuída. Os dados fornecidos pelo IBGE são organizados por unidade da federação e município. Cada município possui também um código, utilizado na maior parte das estatísticas e dado fornecidos pelo IBGE. Nas primeiras tentativas de integração dos dados notou-se que existia uma série de erros que resultavam em incompatibilidade entre os nomes dos municípios do banco de dados de geração distribuída e do IBGE. Um exemplo é a cidade Mogi Mirim que consta no banco de dados da ANEEL como "Moji Mirim".

Para a correção do nome das cidades do banco de dados de geração distribuída da ANEEL e compatibilização com o padrão do IBGE foi utilizado o pacote de busca de compatibilidade entre *strings* *difflib*, que é parte da distribuição CPython. Essa biblioteca permite identificar o nível de compatibilidade entre duas *strings*. Todas as cidades que não encontraram correspondência exata do nome na lista de cidades do IBGE de sua unidade federativa passaram pela avaliação dessa biblioteca, que buscou selecionar a cidade da lista do IBGE cujo nome possuía maior correspondência, substituindo o nome original utilizado pela ANEEL pelo nome oficial do IBGE. Posteriormente foram vinculados os códigos do município correspondentes ao nome do município cada uma das instalações.

---

<sup>1</sup><https://github.com/DenisCarriere/geocoder>

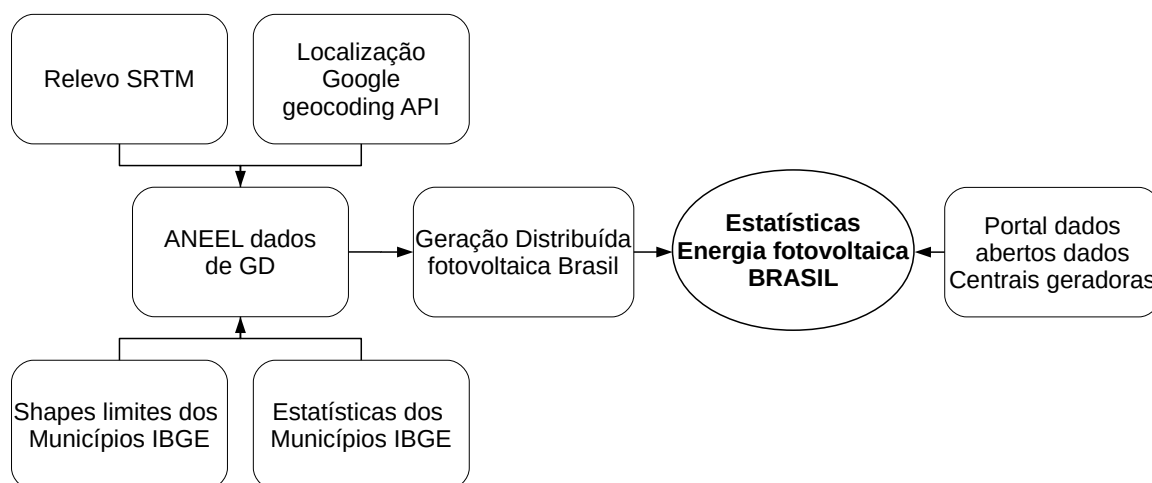
<sup>2</sup><https://github.com/tkrajina/srtm.py>



Com a compatibilização entre os dados de geração da ANEEL com os dados geográficos do IBGE foi possível a realização de agrupamentos por município dos dados de geração distribuída e vinculação à dados socioeconômicos do município. Um exemplo disso é a Figura 4.9 mostrada anteriormente que foi criada com base em dados vetoriais dos limites dos município e dados de população do IBGE vinculados com dados de geração distribuída da ANEEL.

Também foi feita a vinculação de dados de usinas geradoras obtidas por meio do Portal Brasileiro de Dados Abertos para permitir a visualização da energia fotovoltaica como um todo no Brasil. O fluxograma mostrado na Figura 3.5 descreve as etapas do processo de obtenção dessas estatísticas.

Figura 3.1 – Fluxograma das etapas da integração dos dados de energia fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Autor.

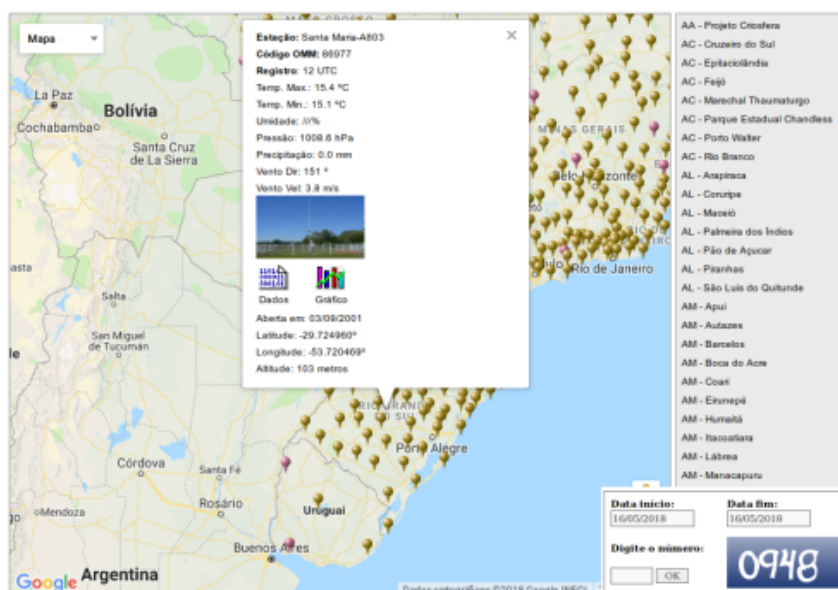
### 3.1.2 Pynmet

Dados de irradiância de estações de superfície são muito importantes na validação de resultados dos modelos numéricos de previsão do tempo. A aplicação de técnicas estatísticas para ajuste das previsões com base em medidas necessita de acesso em tempo real a esses dados. A não existência de uma ferramenta para essa tarefa levou à criação do pacote Pynmet. O Pynmet foi desenvolvido na linguagem python e é uma ferramenta que permite automatizar o acesso aos dados do INMET permitindo acesso automático aos dados das estações em solo. O desenvolvimento foi todo baseado na criação de um banco de dados das estações automáticas do INMET. O banco de dados contém metadados dis-

poníveis para cada estação meteorológica, extraídos do site do INMET: nome da estação, código da estação, cidade, estado, latitude, longitude e altitude, além do conjunto de dados de cada estação.

O processo de acesso e extração de dados do site do INMET foi executado por meio do pacote `beautifulsoup`, que permite a análise e extração de elementos do código fonte de páginas na internet, com o qual foi lido o código da figura de controle de acesso aos dados, mostrado na Figura 3.2. Depois de algumas tentativas descobriu-se que o nome da figura era codificada em base64 e a decodificação desta retornava o código de acesso.

Figura 3.2 – Página de acesso aos dados das estações automáticas do INMET.



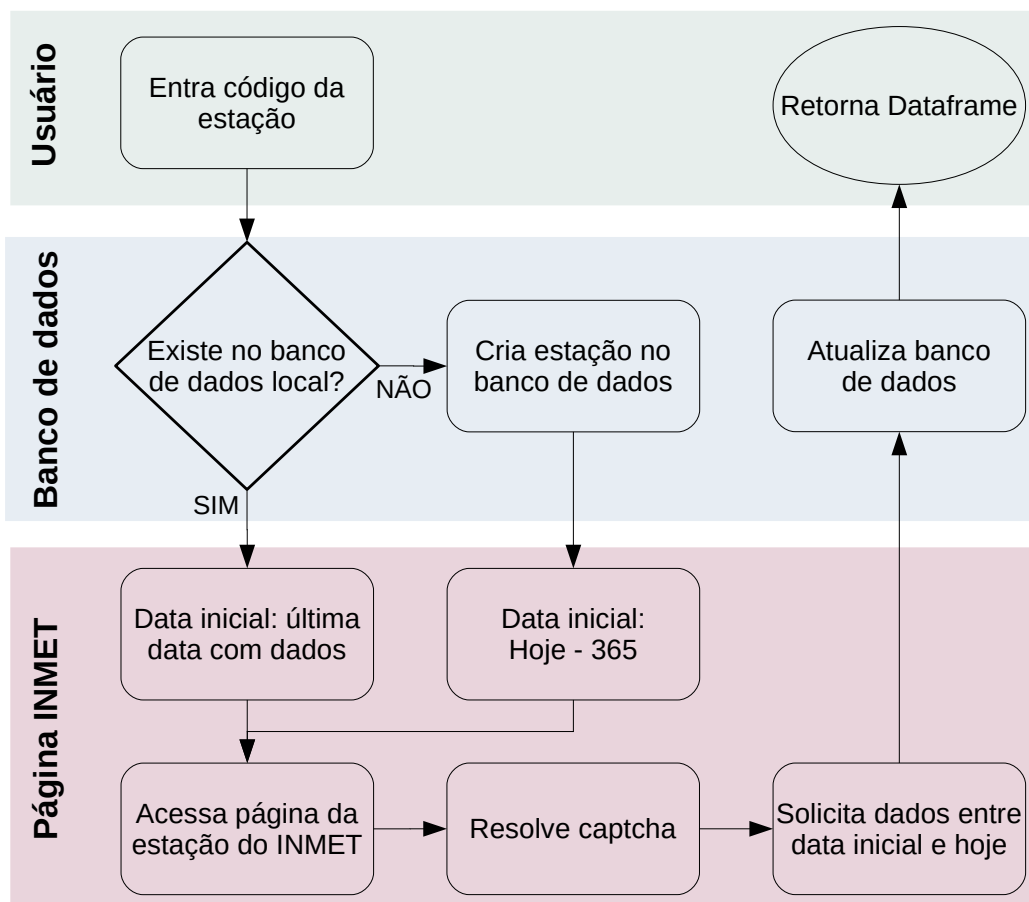
Fonte: Site do INMET, adaptado pelo autor.

O Pynmet permite o acesso aos dados já acessados sem conexão com a internet, a partir de seu banco de dados, e faz a aquisição de dados online apenas para atualizar seu banco de dados, economizando tráfego de dados e evitando uma sobrecarga no site do INMET, além de permitir o armazenamento de dados de períodos maiores que os 365 dias disponibilizados no site do INMET. Ele utiliza um banco de dados sqlite, que traz grande robustez por contar com *journaling*, que é um *log* da tarefa executada evitando o corrompimento dele. O esquema de funcionamento do pacote é mostrado em maiores detalhes no fluxograma da Figura 3.3.

O pynmet utiliza *dataframes* do pacote `pandas` para organização dos dados. O `pandas` é uma biblioteca de análise de dados que provê estruturas de organização de dados de fácil utilização e integrada ao ecossistema python para análise de dados. Os *dataframes* das estações possuem além dos dados horários, os metadados integrados, permitindo que sejam criados mapas, interpolações, e outras análises sem grande dificuldade.

O pacote pynmet também possui versionamento automático, documentação automática e está em desenvolvimento um sistema de testes automático, uma estrutura robusta

Figura 3.3 – Fluxograma do processo de obtenção dos dados do INMET pelo pynmet.



Fonte: Autor.

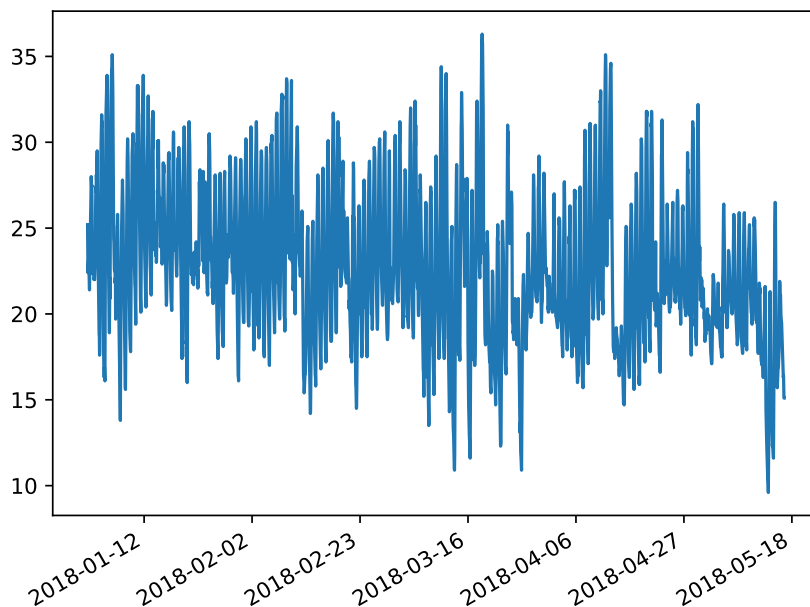
que deve facilitar o desenvolvimento e manutenção do pacote no futuro. Mesmo em estágio inicial de desenvolvimento o pacote permite a obtenção de variáveis e geração de gráficos em poucas linhas de código com base no código da estação, como pode ser visto no exemplo de código abaixo, cuja saída é mostrada na Figura 3.4.

```

from pynmet import inmet
estacao = inmet('A803')
estacao['Temperatura'].loc['2018'].plot()
  
```

Por meio do pacote Pynmet é possível acessar dados de todas as estações ativas do INMET em poucos minutos permitindo sua aplicação também em ferramentas de *nowcasting*, muito importantes em previsões de irradiância. O Pynmet foi extensamente utilizado durante todas as etapas de desenvolvimento deste trabalho e tem importante papel na operacionalidade do sistema, apesar de seu estágio inicial de desen-

Figura 3.4 – Gráfico gerado pelo pacote pynmet.



Fonte: Autor.

volvimento. Atualmente o pynmet está disponível por meio do Python Package Index<sup>3</sup> (PyPI) compatível apenas com python 3 e plataformas compatíveis com POSIX, MacOS X e GNU/Linux. O desenvolvimento do pacote ocorre no repositório gitlab pelo endereço <<https://gitlab.com/sehnem/pynmet>>. O pynmet é disponibilizado sob licença GPLv3.

### 3.1.3 Obtenção de dados de modelos globais de previsão do tempo

Os modelos globais de previsão do tempo são a principal fonte de dados para as estimativas de geração fotovoltaica realizadas nesse trabalho. Foi desenvolvido um pequeno sistema para a obtenção de dados do GFS e do ECMWF que foi integrado ao sistema de automação do modelo WRF. Os dados do GFS que são utilizados como condição de contorno do modelo WRF, são disponibilizados no repositório ftp do NCEP<sup>4</sup>. Esses dados de previsão do tempo são armazenados em diretórios por data da rodada em arquivos no formato GRIB com um arquivo por horário de rodada. O sistema de download é iniciado base o período definido para a simulação que será executada do WRF, o sistema verifica a última rodada disponível do modelo GFS e recupera os dados necessários para a execução do WRF. O sistema de obtenção de dados do GFS é baseado da biblioteca ftplib que faz parte dos módulos padrão da distribuição CPython do python.

O mesmo processo foi feito para os dados de aerossóis do Copernicus Atmosphere

<sup>3</sup><<https://pypi.org/project/pynmet/>>

<sup>4</sup><<http://www.ftp.ncep.noaa.gov/data/nccf/com/gfs/prod/>>

Monitoring Service (CAM5) vinculado ao ECMWF. A aquisição destes dados utilizou a `ecmwfapi`<sup>5</sup>, uma API de acesso aos dados do ECMWF. Essa API permite a seleção de uma série de opções dos dados a serem obtidos, como resolução, domínio e formato dos arquivos. Utilizou-se a opção de dados no formato GRIB, formato padrão de entrada para o pré-processamento feito pelo WPS.

Os arquivos GRIB de aerossóis obtidos por meio da API são organizados em um único arquivo. Como o WRF necessita de arquivos individuais para cada hora eles foram separados com o uso do software CDO (Climate Data Operators), utilizado para manipulação de dados meteorológicos. Nas tentativas de simulação do modelo WRF com esses arquivos de aerossóis notou-se que eles estavam em uma padronização GRIB não aceita pelo WPS<sup>6</sup>, que misturava na organização dos dados os padrões GRIB versão 1 e versão 2, o que pode ser corrigido também com o auxílio do CDO.

### 3.1.4 Automação do modelo WRF

O modelo WRF é distribuído como código fonte, que é escrito majoritariamente nas linguagens fortran e C, e deve ser compilado para a máquina no qual ele será utilizado. O processo de compilação é muito importante pois permite a otimização do código ao conjunto de instruções do processador utilizado, assim como seleção do compilador mais adequado. Também existe uma série de parâmetros que podem ser definidos na hora da compilação, principalmente o que diz respeito ao esquema de paralelismo utilizado nas simulações do modelo.

A compilação do WRF e suas dependências foi realizada com a versão 8 dos compiladores GCC e GFortran. A versão do WRF utilizada foi a 3.9.1.1, que foi compilada com o pacote Chem que contém modelos químicos requeridos por alguns parâmetros de aerossóis utilizados nas simulações realizadas. A versão do sistema de pré-processamento utilizada foi o WPS 3.9.1. As bibliotecas que são dependência do modelo também foram compiladas nas mesmas versões dos compiladores e são mostradas na lista abaixo, junto da versão utilizada.

- netcdf v4.1.3;
- mpich v3.0.4;
- zlib v1.2.7;
- libpng v1.2.50;

---

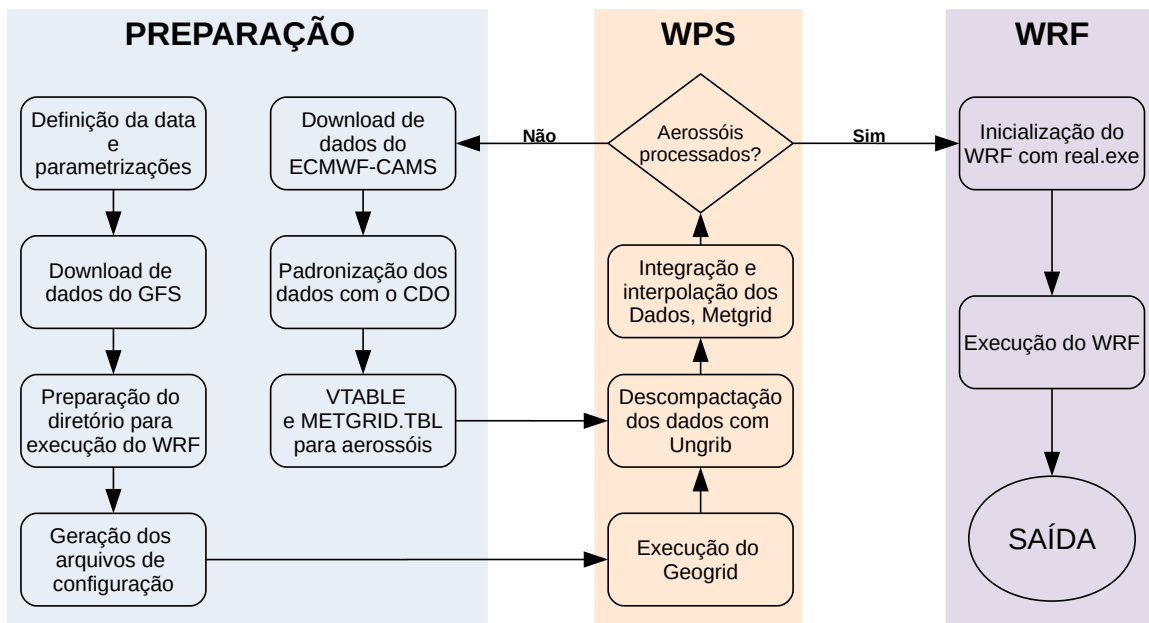
<sup>5</sup><<https://software.ecmwf.int/wiki/display/WEBAPI/Access+ECMWF+Public+Datasets>>

<sup>6</sup><[https://software.ecmwf.int/wiki/display/CKB/Regional+\(European\)+CAM5+data%3A+Convert+from+GRIB2+to+NetCDF](https://software.ecmwf.int/wiki/display/CKB/Regional+(European)+CAM5+data%3A+Convert+from+GRIB2+to+NetCDF)>

- jasper v1.900.1.

A execução de simulações com o modelo WRF envolve uma série de etapas e configurações. A automação das configurações e da execução do modelo é muito importante em um sistema operacional, por isso foi desenvolvido um sistema que automatiza a rodada do modelo permitindo que ele seja executado sem a necessidade de intervenção do usuário. A automação é dividida em três etapas, preparação, pré-processamento e execução, mostradas no fluxograma da Figura 3.5.

Figura 3.5 – Fluxograma da automação do modelo WRF.



Fonte: Autor.

No sistema de automação criado é necessário a definição apenas de um modelo de arquivo de configuração. A data do modelo é definida com base na data atual do computador, a rotina obtém automaticamente os dados da última rodada disponível do GFS, como descrito anteriormente. O sistema realiza então a preparação do diretório de simulação onde são criados *links* dos executáveis, arquivos de configuração do WRF, dos sistema de pré-processamento WPS e dos arquivos de dados geográficos de relevo, cobertura e uso do solo padrão do GFS. Por fim são preenchidas as datas de início e fim da rodada no modelo do arquivo de configuração indicado. Quando são utilizados dados de aerossóis do ECMWF-CAMS o sistema recria alguns arquivos de parametrizações para permitir o pré-processamento destes dados também.

O pré-processamento é realizado pelo WPS e consiste de três etapas. Projeção dos dados geográficos para o domínio do modelo, nessa etapa os dados de relevo, cobertura do solo, uso do solo e albedo são reprojatados para a projeção definida no arquivo de configuração para a simulação utilizado o utilitário Geogrid.exe do WPS. Descompacta-

ção dos dados, onde os dados do formato GRIB do GFS são convertidos para o formato NetCDF com base em um arquivo de configurações, VTABLE, que define as variáveis do GRIB de entrada utilizadas. A última etapa é a projeção dos dados ambientais para o domínio da rodada, onde também são executadas algumas interpolações com base nas configurações do arquivo METGRID.TBL. O WPS possui arquivos de configuração VTABLE e METGRID.TBL pré configurados para o uso do modelo GFS como entrada. Quando são utilizados dados de aerossóis esses dados precisam passar por um pré-processamento, nesse caso foi necessário criar os arquivos de configuração VTABLE e METGRID.TBL apropriados para os dados.

A última etapa é a execução do modelo WRF, que é realizada com base no modelo do arquivo de configuração definido, onde são inseridas todas as parametrizações utilizadas resultando em um arquivo com os dados de previsão no formato NetCDF. O modelo WRF possui como saída padrão apenas dados de previsão de irradiância global horizontal, porém ele foi configurado para incluir em suas saídas dados de irradiância difusa horizontal e irradiância normal direta.

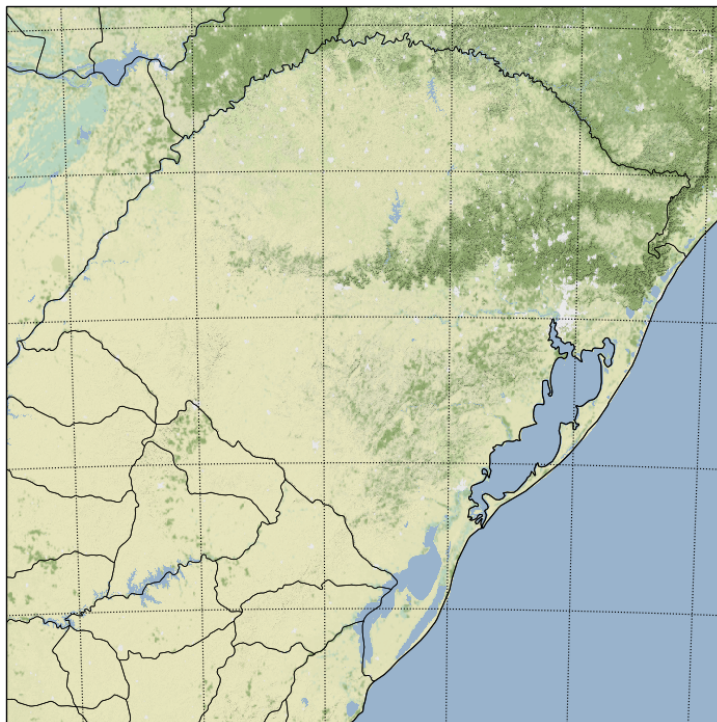
## 3.2 INTEGRAÇÃO DE DADOS E PREVISÃO DE GERAÇÃO

As parametrizações das rodadas do modelo WRF são muito importantes para a obtenção de bons resultados de previsão de irradiância, por isso foram realizados testes alguns parametrizações, baseando-se na bibliografia existente a fim definir qual parametrização apresenta melhores resultados quando validados com dados de estações de superfície do INMET. Outra etapa importante é a integração de dados de previsão das condições ambientais com os dados da geração distribuída que devem ser organizados de forma que seja possível realizar operações entre eles.

### 3.2.1 Parametrizações

As simulações realizadas no WRF utilizaram uma grade de 150 por 150 com  $0,05^\circ$  de resolução espacial, ou cerca de 5,5km, em um único domínio cobrindo todo o estado do Rio Grande do Sul com ponto central na latitude de  $-30.5^\circ$  e longitude de  $-53.5^\circ$ . Foi utilizada a projeção equidistante cilíndrica, definida como lat-lon nas parametrizações e documentação do modelo. A projeção equidistante foi escolhida por ser adequada para domínios globais e regionais para qualquer local do globo quando rotacionada (NCAR, 2018). A Figura 3.6 mostra o domínio e a projeção utilizada. As simulações foram realizadas com resolução temporal de 30 minutos. Mais detalhes sobre esta parametrização podem ser vistos no Apêndice A.

Figura 3.6 – Domínio utilizado para a simulação.



Fonte: Autor com tiles da Stamen Design licenciados sob CC-BY 3.0.

As simulações buscaram representar um caso real de previsão, utilizando como principal entrada os dados do GFS da saída do modelo das 6 UTC do dia da simulação, com resolução espacial de  $0,5^\circ$  e resolução temporal de 3 horas para o intervalo entre as 9h e 0h. Os dados geográficos, albedo, topografia, utilização do solo, entre outros vieram do conjunto padrão de dados geográficos de entrada do WRF Preprocessing System (WPS). As simulações foram feitas para um período de 20 dias entre 12 e 31 de maio de 2018. Foram testadas cinco diferentes parametrizações. Detalhes sobre cada uma das parametrizações são descritos nas sub-seções a seguir. Para simplificar a referência à cada das simulações com diferentes parametrizações foram usadas as siglas mostradas no Quadro 3.1.

Quadro 3.1 – Siglas utilizadas para as parametrizações.

<b>Sigla</b>	<b>Descrição</b>
RSNF	Parametrização padrão do WRF
RS	Parametrização Física do WRF-Solar™
RSCA	RS + aerossóis climatológicos
RSA	RS + previsão de aerossóis ECMWF-CAMS
RSAS	RSA + perturbações estocásticas

Fonte: Autor

No conjunto de parametrizações RSNF foram utilizados parâmetros físicos típicos



de uma rodada do modelo WRF para uma grade de 4km, sendo baseada no arquivo `namelist.input.4km` disponibilizado junto ao modelo. Essa simulação foi utilizada principalmente para comparação de desempenho entre uma rodada típica do WRF e o uso de parametrizações específicas para previsão de irradiância. Detalhes da parametrização física dessa rodada podem ser vistos no Apêndice B. O Quadro 3.2 mostra os principais parâmetros utilizados nesse conjunto de rodadas.

Quadro 3.2 – Parametrizações RSNF.

Parâmetro	Opção	Descrição
<code>aer_opt</code>	0	Não considera aerossóis na simulação
<code>mp_physics</code>	8	Thompson
<code>ra_lw_physics</code>	4	RRTMG
<code>ra_sw_physics</code>	4	RRTMG
<code>radt</code>	10	minutos, chamadas da física de radiação
<code>cu_physics</code>	0	Kain-Fritsch

Fonte: <[http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user\\_guide\\_V3/users\\_guide\\_chap5.htm](http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3/users_guide_chap5.htm)>

O parâmetro `aer_opt` é utilizado para definir os dados de aerossóis utilizados, ele foi configurado como 0, que significa que não são utilizados dados de aerossóis. O segundo parâmetro `mp_physics` é usado para definição da opção de microfísica, definida como 8, que indica a utilização de esquema de Thompson et al. (2008). Os parâmetro `ra_lw_physics` e `ra_sw_physics` definem o esquema utilizado para cálculo da física da radiação de onda longa e onda curta respectivamente. A opção 4 indica o uso do esquema *Rapid Radiative Transfer Model* com computação de sobreposição de nuvens aleatórias. No parâmetro `radt` são definidos os minutos entre as chamadas de do modelo físico de radiação definido como 10 no `namelist` de referência utilizado. Por fim a parametrização de nuvens cumulus definida foi o modelo de Kain-Fritsch.

O segundo conjunto de parametrizações, RS, utilizado define parâmetros físicos mais adequados para simulações de irradiância, mas ainda desconsiderando a entrada de dados de aerossóis. Esse conjunto de parametrizações utilizou como referência as parametrizações utilizadas por Jiménez et al. (2016), e algumas delas foram resultado do trabalho realizado no desenvolvimento do WRF-Solar™ (JIMENEZ et al., 2016). O Quadro 3.3 mostra as principais configurações das parametrizações. Mais detalhes elas são encontrados no Apêndice C.

A opção 28 utilizada como parâmetro de microfísica deste conjunto de rodadas, considera os impactos de aerossóis no desenvolvimento de nuvens e precipitação que foram verificados por Thompson e Eidhammer (2014). O modelos físico de radiação foi alterado para a opção 24, que é a mesma implementação do modelo RRTMG, porém com otimizações para uso do poder computacional de GPUs, visando diminuir o tempo computacional da simulação. O tempo entre as chamadas do modelo físico de radiação

Quadro 3.3 – Parametrizações RS.

Parâmetro	Opção	Descrição
aer_opt	0	Não considera aerossóis na simulação
mp_physics	28	Thompson-aerossóis
ra_lw_physics	24	Fast RRTMG
ra_sw_physics	24	Fast RRTMG
radt	5	minutos, chamadas da física de radiação
cu_physics	10	Kain-Fritsch-Cumulus Potential scheme

Fonte: <[http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user\\_guide\\_V3/users\\_guide\\_chap5.htm](http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3/users_guide_chap5.htm)>

foi diminuído para 5 minutos. O guia de usuário do WRF recomenda que o número de minutos entre as chamadas seja aproximadamente o mesmo da resolução (NCAR, 2018), que neste caso era de cerca 5,5km.

O conjunto de parametrizações RSCA utiliza o mesmo conjunto físico da parametrização das rodadas RS tendo como única diferença o uso com aerossóis climatológicos, conforme mostra o Quadro 3.4.

Quadro 3.4 – Parametrizações RSCA.

Parâmetro	Opção	Descrição
aer_opt	3	Aerossóis climatológicos
mp_physics	28	Thompson-aerossóis
ra_lw_physics	24	Fast RRTMG
ra_sw_physics	24	Fast RRTMG
radt	5	minutos, chamadas da física de radiação
cu_physics	10	Kain-Fritsch-Cumulus Potential scheme

Fonte: <[http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user\\_guide\\_V3/users\\_guide\\_chap5.htm](http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3/users_guide_chap5.htm)>

O quarto conjunto de parametrizações, RSA, simulado também utiliza os parâmetros físicos do conjunto de rodadas RS, desta vez em conjunto com aerossóis do ECMWF-CAMS, conforme o Quadro 3.5.

Uma série de dificuldades técnicas foram encontradas na integração dos dados de aerossóis do CAMS ao modelo WRF. A primeira dificuldade encontrada foram erros na documentação do modelo, onde a variável auxiliar a ser utilizada era descrita como *auxiliary\_input\_5* enquanto o correto é *auxiliary\_input\_15*. A solução para este problema foi encontrada no fórum oficial do WRF. Outra dificuldade foi um erro na documentação que definia o nome da variável de entrada auxiliar como *aer\_aod550\_val*. Esse segundo erro foi corrigido pela análise das mensagens de erro que apontaram a existência de um campo *AOD5502D*, não encontrado no arquivo de entrada, sendo esse o nome correto da variável. O pré-processamento dos dados de aerossóis seguiu o mesmo processo utilizado para os

Quadro 3.5 – Parametrizações RSA.

Parâmetro	Opção	Descrição
aer_opt	2	Aerossóis entrada auxiliar
mp_physics	28	Thompson-aerossóis
ra_lw_physics	24	Fast RRTMG
ra_sw_physics	24	Fast RRTMG
radt	5	minutos, chamadas da física de radiação
cu_physics	10	Kain-Fritsch-Cumulus Potential scheme

Fonte: <[http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user\\_guide\\_V3/users\\_guide\\_chap5.htm](http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3/users_guide_chap5.htm)>

dados do GFS, tendo sido criados arquivos de configuração VTABLE e METGRID.TBL específicos para os dados de aerossóis.

O último conjunto de parametrizações, RSAS, utilizou a mesma configuração física da rodada RSA porém com a inserção de perturbações estocásticas configuradas segundo mostra o Quadro 3.6.

Quadro 3.6 – Parametrizações RSAS.

Parâmetro	Opção	Descrição
skebs	1	Perturbações estocásticas
tot_backscat_psi	0.0001	Retroespalhamento da temperatura potencial
tot_backscat_t	0.00001	Retroespalhamento do fluxo vento
ztau_psi	300	Tempo da perturbação do fluxo vento
kminforc	32	Número de onda mínimo da forçante
kmaxforc	32	Número de onda máximo da forçante

Fonte: <[http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user\\_guide\\_V3/users\\_guide\\_chap5.htm](http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3/users_guide_chap5.htm)>

A configuração destes parâmetros se baseou nos resultados de Jiménez et al. (2016), que realizou testes de retroespalhamento estocástico em diversas condições. Nesse estudo os melhores resultados foram obtidos com a definição da perturbação apenas no comprimento de onda 32, definido nos parâmetros *kminforc* e *kmaxforc*. O artigo sugere também a redução do tempo entre as perturbações para 5 minutos (*ztau\_psi*) e a ampliação da magnitude da perturbação em uma ordem de grandeza com relação ao padrão definidos nas opções *tot\_backscat\_psi* e *tot\_backscat\_t*.

### 3.2.2 Avaliação de desempenho do Modelo

Na área para a qual o WRF foi rodado existem 54 estações meteorológicas da rede do INMET. As primeiras tentativas de validação dos dados utilizaram dados de todas as 54 estações, logo notou-se que haviam resultados inconsistentes que levaram a uma aná-

lise dos dados de cada uma das estações. Visualmente foram detectados três estações com sensores aparentemente defeituosos, com falhas na continuidade da leitura e dados superiores ao máximo teórico possível. Também foram percebidos alguns deslocamentos temporais significativos entre medidas para o mesmo horários em estações a poucos quilômetros de distância. A WMO recomenda que a referência de horário de registro seja o horário solar, o uso de hora UTC somente é admitido quando esta tenha pouco desvio da hora solar (WMO, 2008). Mesmo em trabalhos que indicam metodologias para validação de dados de estações automáticas como o de Estévez, Gavilán e Giráldez (2011), não possuem métodos adequados para verificar desvios horários a não ser que estes sejam muito significativos. Na bibliografia pesquisada também não foi encontrada nenhuma metodologia com esse fim, por isso realizou-se uma inspeção visual nas estações existentes. Assim como problemas no horário de registro esses desvios podem indicar uma instalação incorreta dos piranômetro, que pode estar inclinado gerando esses desvios.

A inspeção visual foi realizada em uma comparação entre medidas das estações do INMET de março de 2017 até março de 2018 e simulações de irradiância de céu limpo. O algoritmo para estimativa da posição solar utilizada foi o SPA desenvolvido no NREL<sup>7</sup> e que foi compilado em conjunto do pacote PVLIB. Esse algoritmo garante uma incerteza de mais ou menos  $0.0003^\circ$  para anos entre -2000 e 6000 (REDA; ANDREAS, 2004; REDA; ANDREAS, 2007). A modelagem da irradiância de céu limpo utilizou o modelo de Ineichen (2008) denominado Simplified Solis, com aerossóis e água precipitável zero. A estimativa de irradiância de céu limpo foi realizada para cada minuto do período analisado e realizada a média dos dados da última hora, simulado a metodologia recomendada pelo WMO.

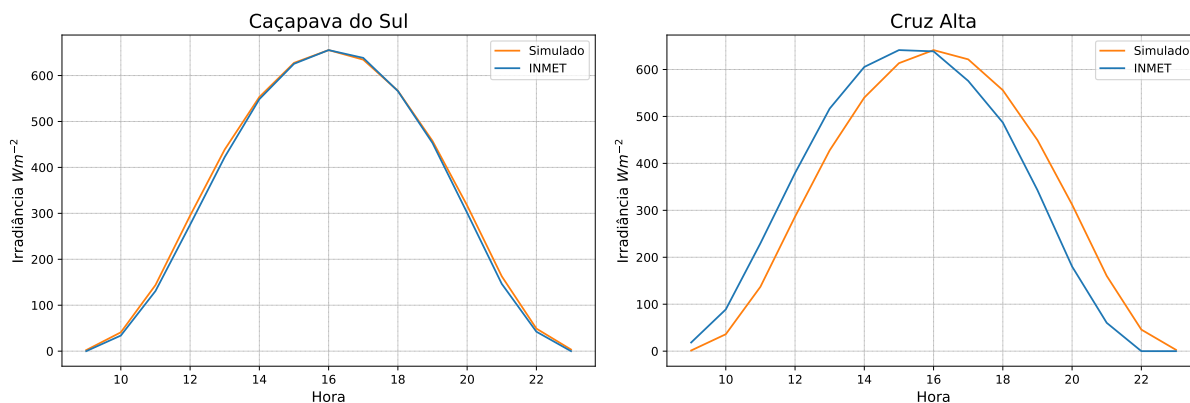
Para facilitar a comparação entre a série de dados do INMET e a série simulada foi feita a média para cada hora do dia, ou dia médio, das duas séries. A série simulada também foi normalizada em relação ao valor máximo da série de INMET a fim de facilitar a análise. Considerando-se uma distribuição uniforme de fatores que atenuem a irradiância durante as horas do dia e estações do ano, ambas as séries devem mostrar resultados similares. É evidente que não existe uma distribuição perfeitamente uniforme, principalmente no inverno, quando existe maior atenuação da irradiância, por fenômenos como neblina, que ocorre principalmente no período da manhã. Porém o inverno também apresenta menores níveis de irradiância, sendo assim também menos significativo na média horária. Um exemplo da comparação utilizada para verificação de possíveis problemas no horário de registro das estações é mostrado na Figura 3.7 onde são comparadas as estações de Caçapava do Sul, com uma boa correspondência com a simulação e Cruz Alta, onde existe um grande desvio entre os horários de medida e da simulação.

Como é conveniente para a validação dos dados das simulações realizadas com o WRF um menor número de estações, de forma que se possa avaliar cada caso com maior cuidado, foram selecionadas apenas estações com pouco desvio com relação à simulação

---

<sup>7</sup><https://midcdmz.nrel.gov/spa/>

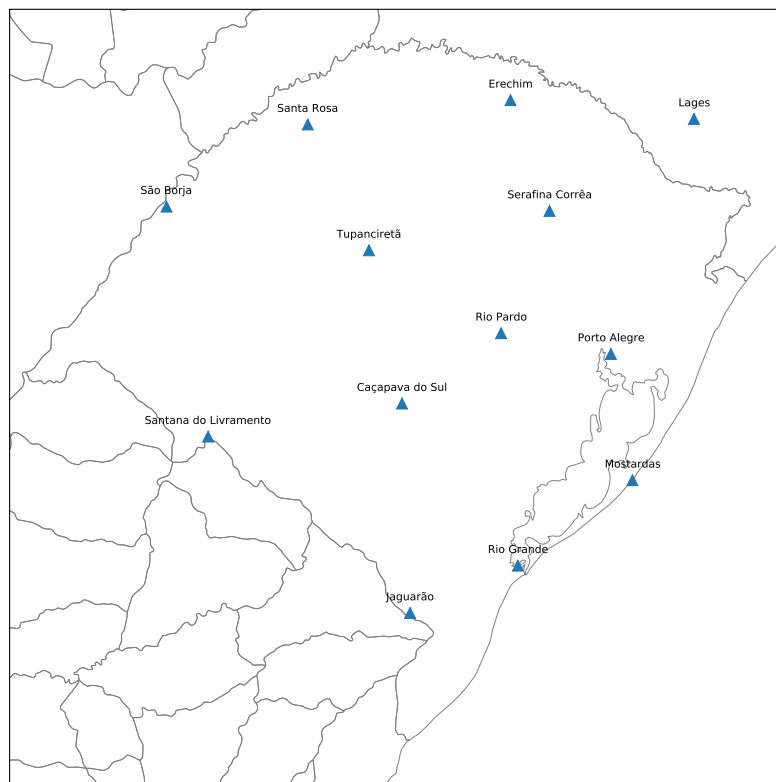
Figura 3.7 – Comparação de duas estações do INMET quanto ao desvio em relação à simulação.



Fonte: Autor.

bem distribuídas espacialmente. As estações do INMET selecionadas para a validação dos dados são mostradas no Quadro 3.7 e sua distribuição espacial na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Localização das estações do INMET selecionadas.



Fonte: Autor.

Quadro 3.7 – Estações automáticas do INMET selecionadas para validação.

<b>Código</b>	<b>Cidade</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>	<b>Altitude</b>
A801	Porto Alegre	-30,054	-51,175	41
A802	Rio Grande	-32,079	-52,168	5
A804	Santana do Livramento	-30,842	-55,613	328
A810	Santa Rosa	-27,89	-54,48	273
A812	Caçapava do Sul	-30,545	-53,467	421
A813	Rio Pardo	-29,872	-52,382	107
A828	Erechim	-27,658	-52,306	777
A830	São Borja	-28,65	-56,016	81
A836	Jaguarão	-32,535	-53,376	31
A865	Lages	-27,802	-50,335	953
A878	Mostardas	-31,248	-50,906	4
A886	Tupanciretã	-29,089	-53,827	462
A894	Serafina Corrêa	-28,705	-51,871	545

Fonte: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas>>

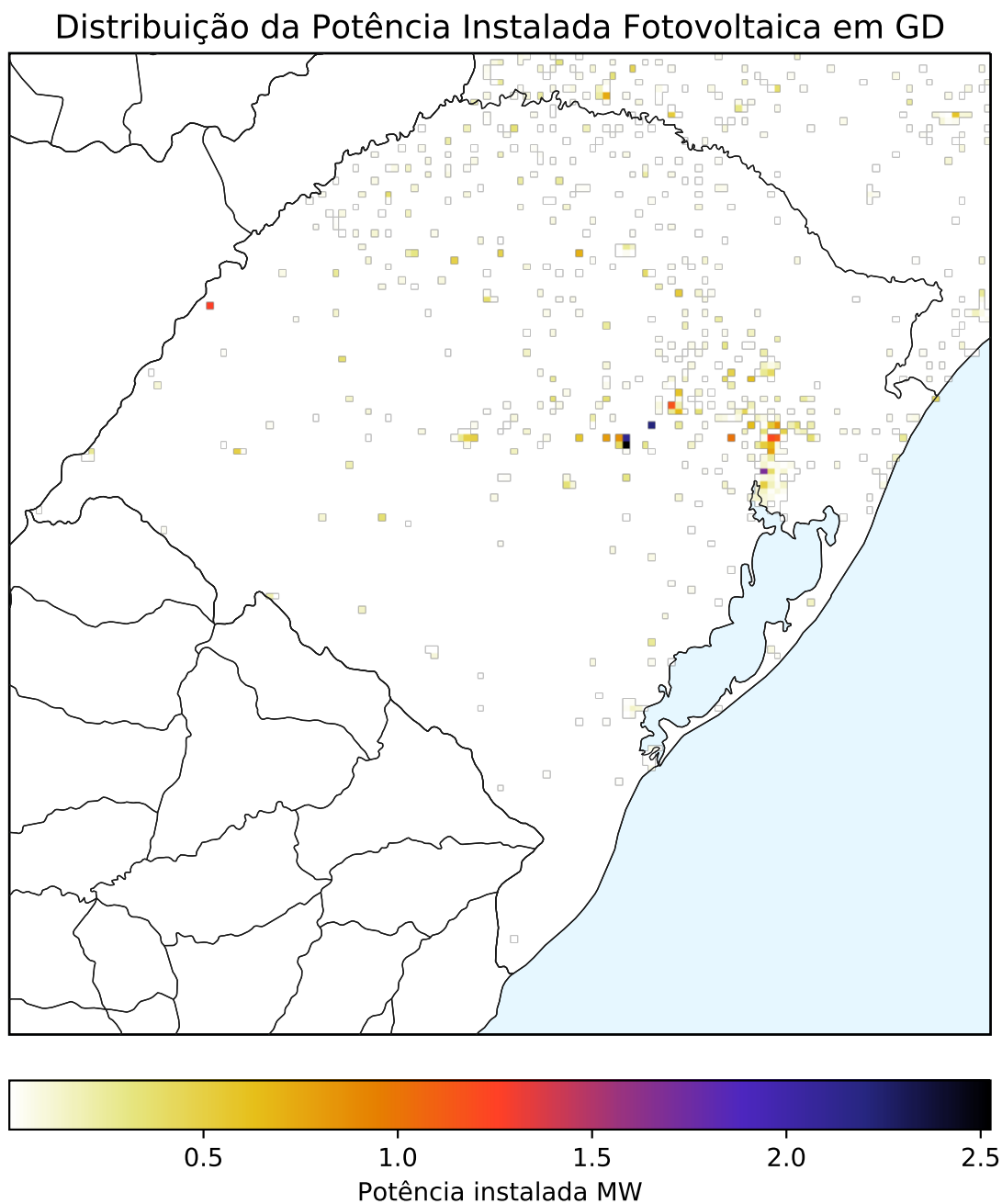
### 3.2.3 Integração entre dados de previsão e instalações fotovoltaicas

A realização de estimativas de produção fotovoltaica pode ter duas abordagens, por instalação ou por região. Quando a estimativa é feita por instalação é necessário que se faça a estimativa para cada instalação, extraindo os valores dos dados ambientais da latitude e longitude correspondente à instalação, desvantagem dessa abordagem é que as instalações costumam estar mais concentradas em pequenas zonas e por isso muito cálculos, como a posição solar, são executados diversas vezes. A abordagem mais eficiente computacionalmente é a criação de uma matriz com a distribuição das instalações por pixel na mesma projeção dos dados ambientais, como as características de cada instalação, a não ser a potência, não são conhecidas não há prejuízos no uso dessa metodologia em detrimento da primeira.

Para a criação da matriz de distribuição das unidades geradoras primeiramente foram filtradas as unidades fotovoltaicas dentro do domínio da simulação do WRF. Posteriormente substituiu-se a latitude e longitude original pela latitude e longitude do pixel do domínio do WRF correspondente às coordenadas da instalação, que então foram agrupadas e somadas. Assim obteve-se a malha mostrada na Figura 3.9.

É possível perceber pela figura que as unidades geradoras estão muito concentradas em pequenas regiões, principalmente na zona urbana de alguns municípios. A maior parte da potência instalada encontra-se nos vales do Rio Pardo e Taquari e na região metropolitana de Porto Alegre. Existe também uma divisão bem clara da distribuição das instalações no Rio grande do Sul, enquanto a metade Sul do estado possui pouca rele-

Figura 3.9 – Distribuição da potência instalada das unidades de geração distribuída no domínio das simulações do WRF.



Fonte: Autor.

vância em potência instalada a metade Norte do estado e oeste de Santa Catarina possui muitos pontos bem distribuídos com potência instalada entre de até 1MW. Isso é bastante consistente com as características socioeconômicas dessas regiões. Enquanto o Sul do estado é formado por municípios de grande extensão territorial e baixa densidade demográfica, além de mais pobre, a metade norte do estado e oeste de Santa Catarina é formada por municípios pequenos e em geral mais desenvolvidos.

### 3.2.4 Previsão de geração de energia elétrica

Como não se tem informações sobre cada uma das instalações fotovoltaicas de geração distribuída localizadas no domínio da simulação, foram feitas algumas assunções. Considerou-se que o posicionamento dos painéis é sempre para o norte com inclinação igual à latitude do ponto de instalação. Definiu-se que o módulo utilizado para obtenção dos parâmetros seria um *Canadian Solar* de 220W potência de silício multicristalino, não foram consideradas perdas por sombreamento ou deposição de poeira, nem foram consideradas perdas associadas ao inversor, erros no seguimento do ponto de máxima potência e nos cabos, portanto as estimativas das previsões tem tendência de sobrestimar a produção de energia. O ajuste dessas características para um situação retrate melhor a situação real depende de dados sobre a produção das instalações que não são disponibilizados publicamente. Considerando essas características cada pixel terá um valor único que será o fator percentual de produção por potência instalada que poderá ser multiplicado pelos dados de geração distribuída projetados na mesma grade da previsão.

Como todas as operações para estimativa de produção fotovoltaica envolveram não só um ponto, mas um conjunto de dados tridimensionais foram necessários alguns cuidados para aumentar a eficiência computacional e evitar erros nas operações. As operações foram realizadas de forma matricial e não individualmente para cada ponto e os dados foram organizados em *dataarrays* do pacote *xarray* que permitem agrupar e equacionar de forma eficiente dados multidimensionais.

A previsão de geração foi executada com o auxílio do pacote PVLIB-python. O pacote PVLIB-python era inicialmente uma versão em python da ferramenta PVLIB para MATLAB desenvolvida no Sandia National Laboratories e que possui diversos métodos e modelos criados e utilizados nesse laboratório (HOLMGREN et al., 2015). A versão em python atualmente possui implementações mais avançadas que a original em MATLAB e é mantido pela comunidade, operando independentemente. O uso dessa biblioteca facilita diversas operações típicas em simulações envolvendo energia solar fotovoltaica. Entre os algoritmos implementados na biblioteca estão modelos para estimativa da posição solar, modelos para obtenção de irradiância de céu limpo, modelos para decomposição das componentes da irradiância e diversos algoritmos para estimativas de irradiância no plano do módulo. Também são implementados diversos modelos de simulação de módulos fotovoltaicos comerciais com as parametrizações as obtidas no *Sandia Labs* e mais recentemente de previsão de geração utilizando dados do GFS.

A biblioteca foi modelada a para simulação de sistemas fotovoltaicos, porém parte de sua implementação não é compatível com operações com *dataarrays* do *xarray*, por isso uma série de adaptações foram feitas a biblioteca PVLIB para que fossem possíveis as estimativas de geração. Cálculos como posição solar foram executados para todas as



latitudes, longitudes e horários, retornando cerca 81 mil valores de cada uma das variáveis para cada um dos 20 dias.

A estimativa da produção de energia por potência instalada envolve diversas etapas. A primeira foi o cálculo da posição solar média para todos os valores de latitude, longitude e tempo da saída do modelo WRF. Para o cálculo da posição solar utilizou-se o método de *NREL's Solar Position Algorithm* (SPA) (REDA; ANDREAS, 2004; REDA; ANDREAS, 2007). Posteriormente estimou-se a irradiância no plano do módulo utilizando-se o modelo de Hay (1993). A irradiância efetiva e temperatura da célula utilizaram o método SAPM (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004), conforme descrito no capítulo anterior, tendo como entrada dados de altitude, longitude, altitude, temperatura, velocidade do vento, irradiância normal direta, irradiância horizontal difusa e irradiância global horizontal as saídas do modelo WRF.

### 3.3 SUMÁRIO

O sistema de previsão fotovoltaico é composto de três principais ferramentas, um sistema de integração de dados de geração distribuída do Brasil, gerado a partir dos dados disponibilizados pela ANEEL, um sistema de automação do modelo numérico de previsão do tempo com diversas opções de parametrização e um sistema de estimativa de produção de energia pelos sistemas de geração distribuída. Além disso foi desenvolvido o pacote pynmet usado para avaliar o desempenho das parametrizações do WRF e que pode ser utilizado para validação em tempo real, verificando erros nas previsões e realizando ajustes estatísticos das previsões em trabalhos futuros.



## 4 RESULTADOS

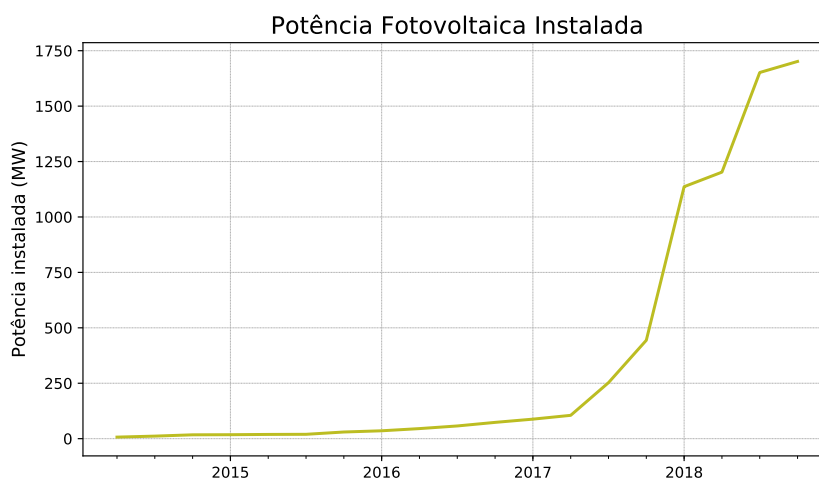
Os resultados apresentados nesse capítulo são divididos em três partes, um panorama da situação da energia fotovoltaica no Brasil, previsões de irradiância e avaliação de desempenho do modelo WRF, e previsão de produção de energia em geração distribuída para o domínio do modelo com base nos resultados com melhor desempenho.

### 4.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

As estatísticas e gráficos dessa seção foram gerados com o sistema de extração e georreferenciamento de dados da energia fotovoltaica descrito na seção 3.1.1 e podem ser atualizados automaticamente, tornando possível o acompanhamento mais detalhado da evolução da energia fotovoltaica no Brasil.

De acordo com os dados disponibilizados pela ANEEL, até o mês de setembro de 2018 o Brasil possuía potência fotovoltaica instalada de de 1738 MW sendo que mais de 90% dessa potência foram instalados nos últimos dois anos como pode ser visto na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Potência instalada fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

Ainda que a maior parte da potência fotovoltaica instalada encontre-se em centrais geradoras, a geração distribuída corresponde a uma parcela significativa da potência total instalada no Brasil. Até o mês de setembro de 2018, 76,1% da potência instalada fotovoltaica estava distribuídos entre 248 usinas geradoras e os outros 20,4% em mais de 34 mil instalações de geração distribuída, Totalizando 1738 MW de potência instalada total.

### 4.1.1 Geração centralizada

As usinas fotovoltaicas são instalações com potência instalada geralmente maior que 5 MW e estão ligadas ao Sistema interligado Nacional. Quase a totalidade da potência fotovoltaica no Brasil nessa modalidade foi instalada nos últimos dois anos como mostra a Figura 4.2. Isso ocorreu pelo aumento da competitividade da tecnologia fotovoltaica e consequente maior participação nos leilões de energia realizados pelo governo brasileiro. A integração das usinas de geração fotovoltaica no sistema interligado nacional requer alguns cuidados devido a variabilidade da irradiância solar e sua imprevisibilidade em certas circunstâncias. Esse problema tende a se agravar conforme aumenta a penetração de energia fotovoltaica na matriz energética brasileira.

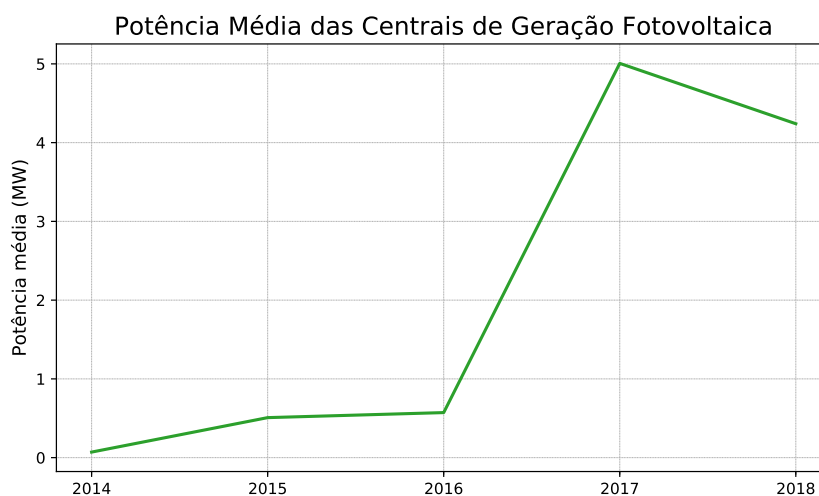
Figura 4.2 – Potência instalada em usinas fotovoltaicas.



Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

Assim como a potência instalada total, a potência média das centrais geradoras fotovoltaicas sofreu um grande aumento após 2016, como mostra a Figura 4.3. O principal motivo deste aumento é a instalação de usinas de grande porte, como a usina de Nova Olinda no Piauí com potência instalada de 292 MW. Até o ano de 2016 as usinas não possuíam porte significativo, sendo muitas vezes parte de projetos projeto de pesquisa de concessionárias de energia ou instituições de ensino e pesquisa. No início de 2018 a potência instalada média das centrais de geração fotovoltaica era de cerca de 12 MW com tendência de crescimento.

Figura 4.3 – Potência média instalada em usinas fotovoltaicas.



Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

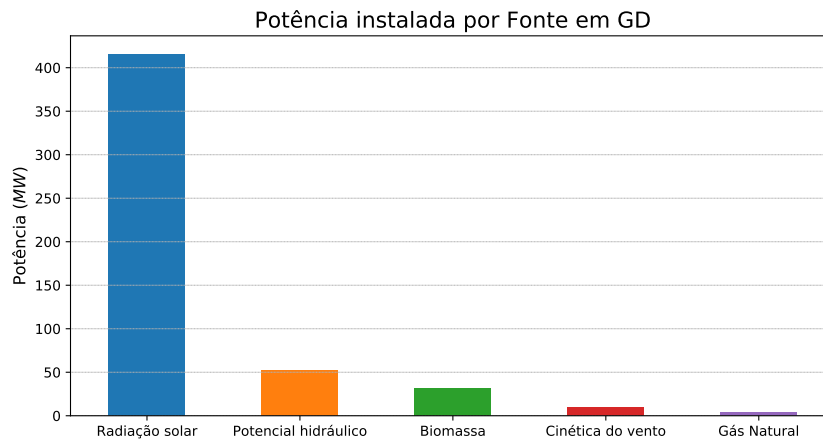
#### 4.1.2 Microgeração

A geração distribuída no Brasil é definida na Resolução Normativa N° 482 de 2012, alterada pela N° 687 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que divide a geração distribuída em dois tipos: microgeração distribuída, que é definida como central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e vinda de fonte renovável ou cogeração qualificada, e minigeração distribuída, definida como, central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes renováveis, ligadas à rede de distribuição (ANEEL, 2015). De acordo com a mesma resolução normativa, a energia produzida em geração distribuída e injetada na rede é cedida em forma de empréstimo para a distribuidora e o consumidor tem o mesmo valor em crédito para ser consumido em um prazo de até 60 meses. No Brasil, portanto, o produtor de energia em geração distribuída não pode vender o excedente de energia. É prevista, no entanto, a possibilidade de um titular poder utilizar os créditos em mais de uma unidade consumidora e também a formação de cooperativas de geração solar com múltiplas unidades consumidoras.

Considerando a geração distribuída como um todo, a energia fotovoltaica já corresponde à maior parcela das instalações, possuindo mais de três quartos de toda a potência instalada, como mostra a Figura 4.4, além de ser a fonte que mostra maior crescimento.

Até setembro de 2018 a produção de energia fotovoltaica se concentra em duas principais categorias, comercial, com cerca de 180 MW de potência instalada, e residencial, com 148 MW de potência instalada. As demais categorias representam cerca de 80 MW de potência instalada como mostra a Figura 4.5. Como no Brasil não ocorre a venda

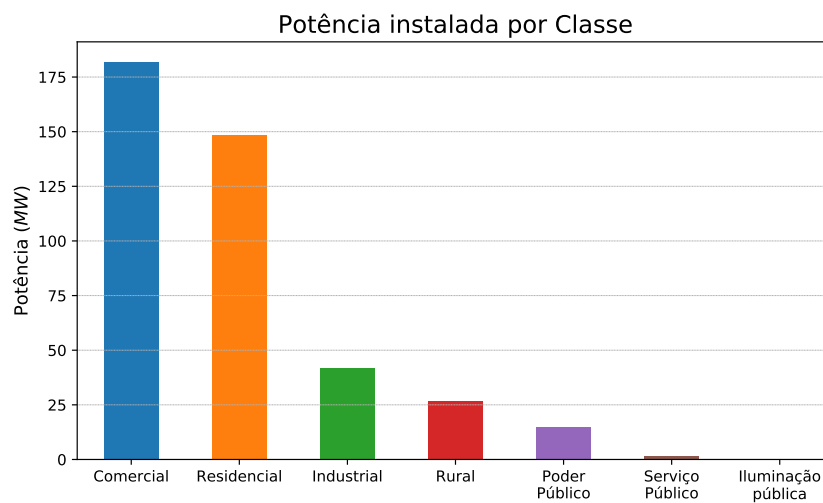
Figura 4.4 – Potência instalada nas diferentes fontes de geração distribuída.



Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

da energia produzida por geração distribuída, as instalações costumam ter o tamanho limitado à faixa de consumo de cada unidade, assim, em geral as instalações industriais e comerciais possuem potência instalada maior que a geração fotovoltaica residencial.

Figura 4.5 – Potência instalada nas diferentes classes de geração distribuída.

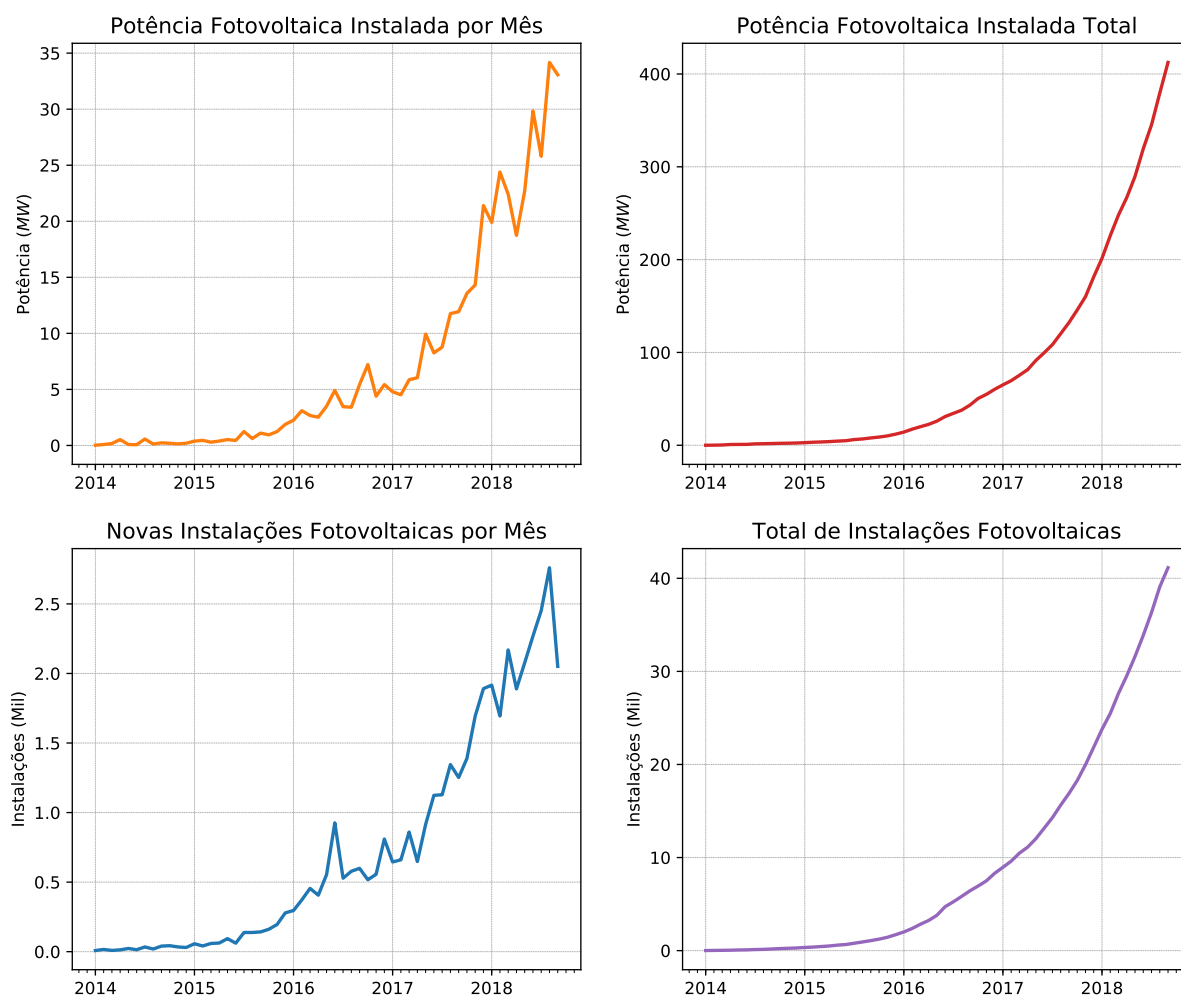


Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

Assim como as grandes centrais geradoras, o crescimento da potência instalada em geração distribuída fotovoltaica é recente. Até o início de 2016 o Brasil tinha menos de 20 MW de potência instalada em energia fotovoltaica em geração distribuída, número que já chega a mais de 400 MW em setembro de 2018 e com uma taxa de crescimento de cerca de 30 MW por mês. Todo esse crescimento tem ocorrido mesmo com as quedas do produto interno bruto brasileiro no período. A Figura 4.6 mostra em detalhes o crescimento da geração distribuída no Brasil, que possui tendências exponenciais. Nesse ritmo, mesmo que a taxa de potência instalada por mês pare de crescer e se mantenha constante, a

potência instalada fotovoltaica em geração distribuída teria um crescimento de cerca de 1,5 GW nos próximos 4 anos, o que é bastante significativo. Em um caso mais otimista onde a tendência de crescimento da potência instalada por mês se mantenha nesse ritmo por mais alguns meses é possível que a produção de energia fotovoltaica em geração distribuída corresponda a uma das principais fontes da matriz energética brasileira em alguns anos. Independentemente do cenário, é claro que em breve a geração distribuída será uma importante fonte do sistema elétrico nacional.

Figura 4.6 – Evolução das instalações fotovoltaicas em geração distribuída

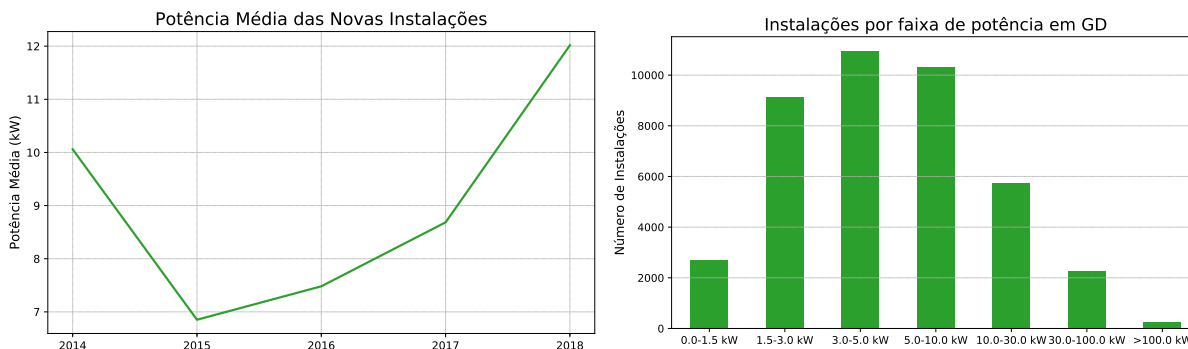


Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

A potência média das novas instalações tem mostrado um consistente crescimento e até a metade de 2018 já era de cerca de 12 kW. Apesar desta média, a maior parte das instalações fotovoltaicas possuem potência instalada entre 1.5 kW e 5 kW que é uma faixa de potência adequada para a maior parte das unidades consumidoras de pequeno porte, já que a produção excedente não pode ser vendida pelas normas vigentes no Brasil. As instalações com potência instalada maior que 10kW, em sua maioria, pertencem à unidades consumidoras comerciais, industriais ou cooperativas de produção de energia

fotovoltaica com múltiplas unidades consumidoras. A Figura 4.7 mostra em mais detalhes o crescimento da potência média das novas instalações assim como a distribuição das instalações por faixa de potência.

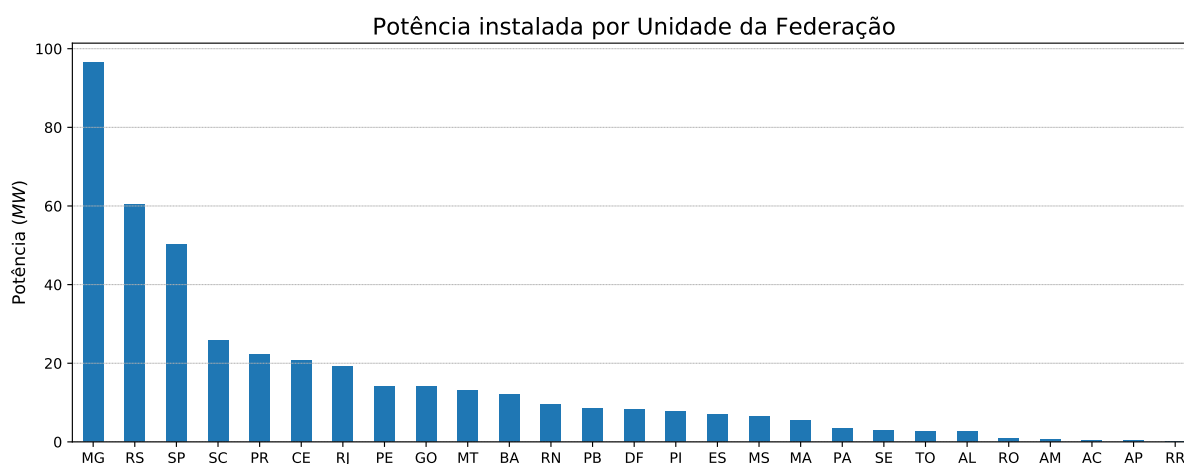
Figura 4.7 – Potência média das novas instalações e distribuição das instalações por faixa de potência.



Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

A distribuição da potência instalada entre as Unidades Federativas do Brasil, Figura 4.8, mostra que não existe uma relação direta aparente entre as instalações e os níveis de irradiância, visto que o Rio Grande do Sul é o segundo estado com mais potência instalada, mesmo tendo níveis de irradiância menores que a maior parte do Nordeste, nem PIB e população, evidenciado pelo fato de São Paulo estar apenas em terceiro lugar mesmo sendo o estado de maior população e maior PIB do país.

Figura 4.8 – Potência fotovoltaica em geração distribuída instalada por unidade da federação.



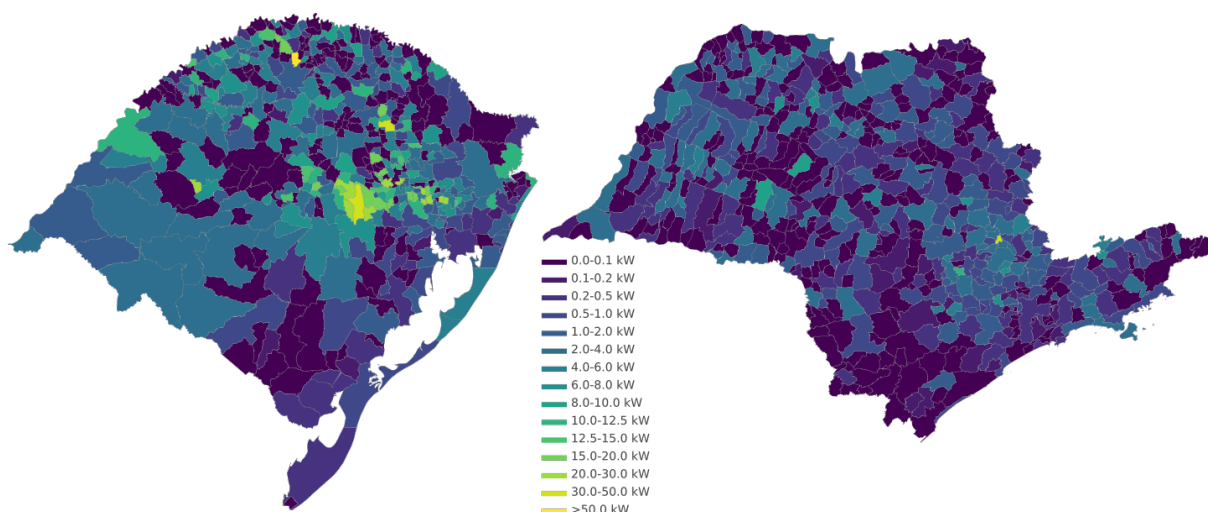
Fonte: Autor com dados da ANEEL de setembro de 2018.

A Figura 4.9 faz a comparação entre a potência instalada por mil habitantes para os municípios dos estados de São Paulo e Rio Grande do Sul. Enquanto o Rio Grande do Sul é um dos maiores mercados de geração distribuída fotovoltaica e possui regiões onde



a energia fotovoltaica começa a ser significativa, São Paulo ainda não possui uma grande penetração de energia fotovoltaica, o que mostra o grande potencial de expansão fotovoltaica. Isso fica mais evidente quando são considerados os níveis de irradiância média e PIB do estado de São Paulo, que são superiores aos do Rio grande do Sul, reforçando que o crescimento da geração distribuída ainda não está perto da saturação.

Figura 4.9 – Comparação da potência instalada por mil habitantes entre os municípios de São Paulo e Rio Grande do Sul.



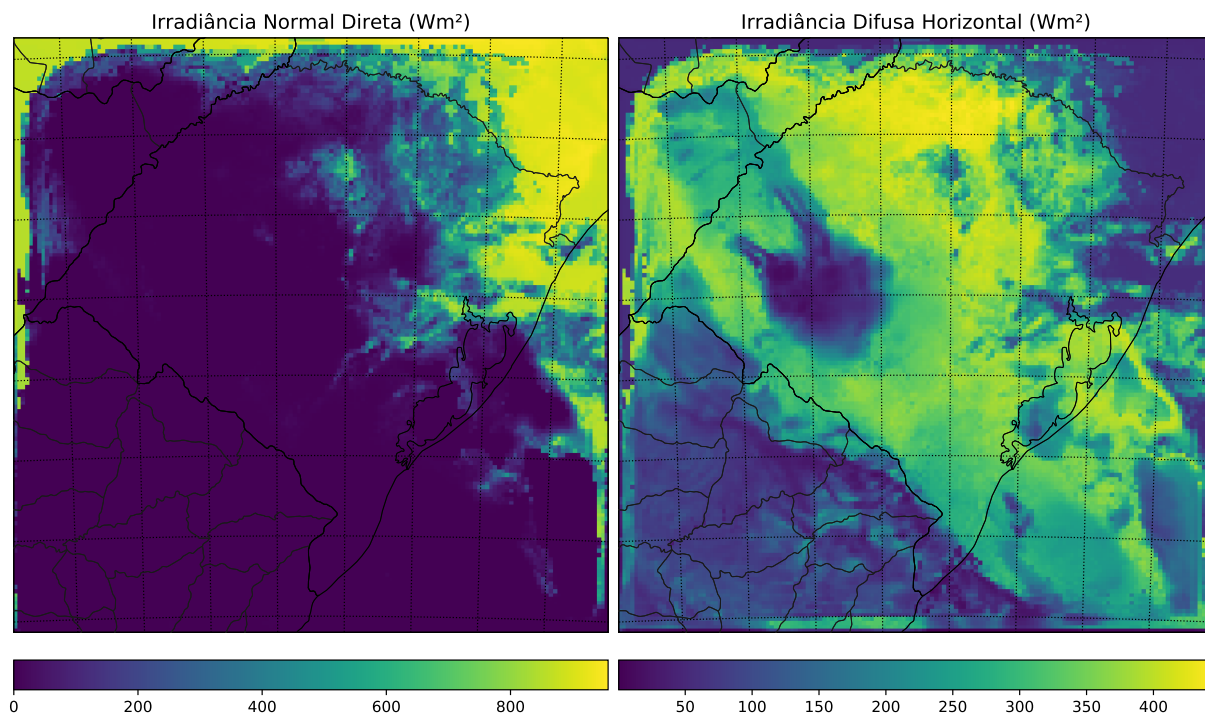
Fonte: Autor com dados do IBGE e ANEEL de setembro de 2018.

Analisando o caso de cidades onde as instalações fotovoltaicas possuem maior penetração percebemos o grande potencial existente no Brasil. São poucas as cidades com potência instalada por mil habitantes acima de 30 kW e a maior parte das que chegam a tal nível, são cidades pequenas, com algumas exceções como Santa Cruz do Sul, que possui quase 300 instalações para uma população de aproximadamente 130mil habitantes. Ainda não são claros os fatores que levam algumas cidades a possuírem uma expansão mais rápida, porém é esperado que com a difusão da tecnologia a geração distribuída fotovoltaica se espalhe pelo Brasil.

## 4.2 PREVISÃO DA IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA

Os resultados das previsões de irradiância para diferentes parametrizações do WRF, assim como do GFS foram validados com dados das estações do INMET selecionadas, considerando apenas a irradiância global horizontal, por ser a única variável de radiação disponível no INMET e no GFS. No WRF é possível configurar o modelo para a saída das componentes direta e difusa da radiação, Figura 4.10 o que é muito útil para estimativas de geração, porém os resultados das componentes não foram avaliados por falta de fontes com medidas dessas componentes.

Figura 4.10 – Exemplos de saídas de irradiância normal direta e horizontal difusa do modelo WRF.



Fonte: Autor.

Os resultados foram organizados por estação meteorológica usada como referência, sendo feitas duas análises estatísticas, o erro médio (EM), que é a média do erro para os diferentes dias. Essa média tem o propósito de indicar o comportamento médio do modelo, se ele possui tendência de sobrestimar ou subestimar os valores medidos. A segunda análise realizada foi a raiz do erro quadrático médio (REQM) que ajuda a caracterizar melhor a precisão do modelo já que agrega ao erro grandes desvios com relação ao valor medido.

Os valores de erro médio obtidos para todo o período são mostrados no Quadro 4.1. A Figura 4.11 mostra graficamente os resultados do quadro.

Considerando-se todo o período de 20 dias utilizado nas análises, o modelo GFS foi o que mostrou menores erros médios em 7 dos 13 locais analisados com tendências de sobrestimação dos resultados, característica que só não foi observada em São Borja, situada na fronteira oeste do Rio Grande do Sul, onde o erro médio foi mínimo, e Mostardas no litoral do Rio Grande do Sul, onde o GFS apresentou subestimativa, tendo o maior erro médio entre os modelos avaliados.

As parametrizações físicas recomendadas para previsões de irradiância utilizadas no WRF mostraram um impacto positivo reduzindo erro médio e a superestimação, chegando a resultados próximos aos do GFS. Com relação a média do erro médio para todas as estações houve uma melhora progressiva para cada uma das novas parametrizações, sendo a RSNF a que mostrou piores resultados, com melhoras progressivas para cada um

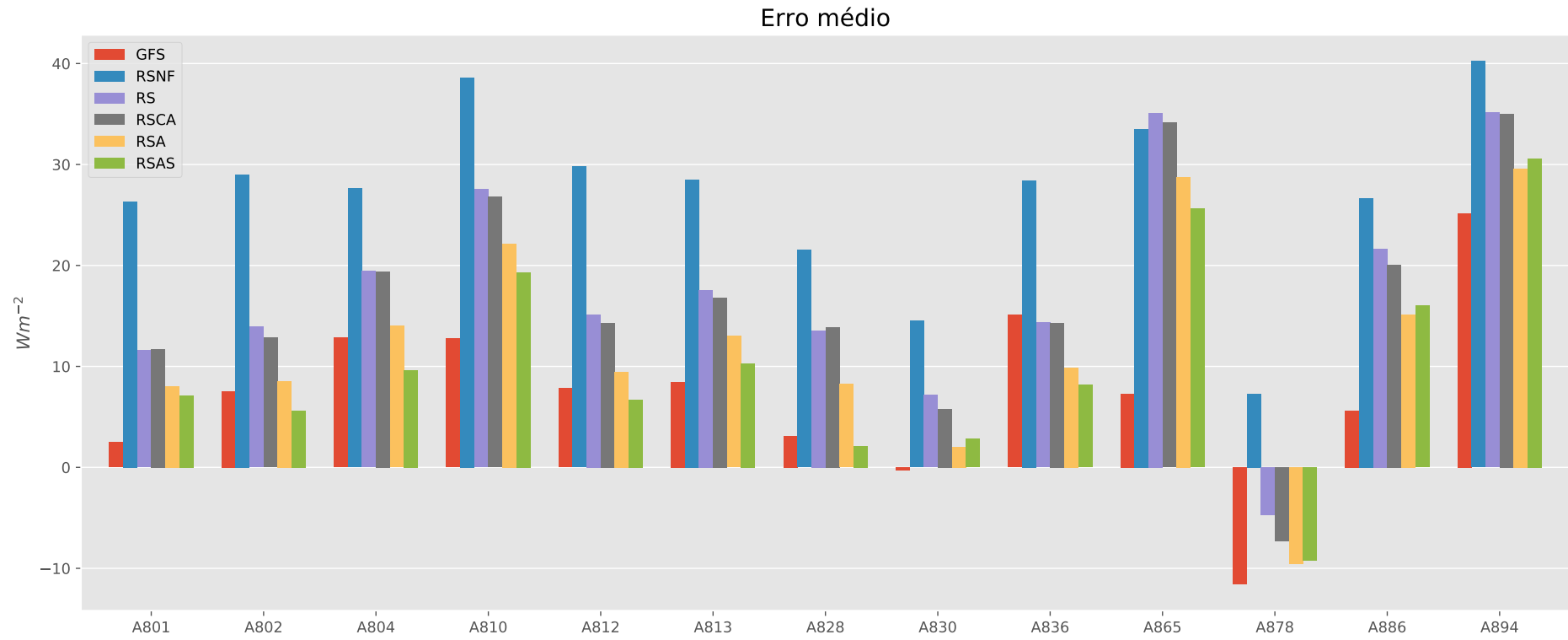
dos ajustes realizados nas parametrizações do WRF.

Quadro 4.1 – Erro médio das estações em W/m<sup>2</sup> para todo o período analisado.

LOCAL	GFS	RSNF	RS	RSCA	RSA	RSAS
Porto Alegre	<b>2,49</b>	26,34	11,59	11,71	8,05	7,11
Rio Grande	7,54	29,02	13,92	12,83	8,54	<b>5,61</b>
Santana do Livramento	12,84	27,63	19,45	19,41	14,03	<b>9,62</b>
Santa Rosa	<b>12,77</b>	38,63	27,53	26,78	22,14	19,34
Caçapava do Sul	7,84	29,80	15,16	14,31	9,47	<b>6,72</b>
Rio Pardo	<b>8,48</b>	28,51	17,58	16,79	13,01	10,29
Erechim	3,11	21,52	13,56	13,89	8,26	<b>2,11</b>
São Borja	<b>-0,26</b>	14,50	7,17	5,79	2,04	2,80
Jaguarão	15,11	28,41	14,36	14,33	9,90	<b>8,15</b>
Lages	<b>7,28</b>	33,53	35,12	34,15	28,75	25,62
Mostardas	-11,60	7,30	<b>-4,71</b>	-7,33	-9,54	-9,26
Tupanciretã	<b>5,64</b>	26,68	21,67	20,08	15,13	16,01
Serafina Corrêa	<b>25,17</b>	40,23	35,14	35,03	29,61	30,61
Média	7,42	27,08	17,50	16,75	12,26	10,36

Fonte: Autor.

Figura 4.11 – Erro médio das estações para todo o período analisado.



Fonte: Autor.

Outros trabalhos que utilizam parametrizações similares, como o de Jiménez et al. (2016), mostram a mesma tendência de sobrestimava do WRF, que são ainda mais acentuadas no inverno e períodos de transição, como foi o caso deste trabalho.

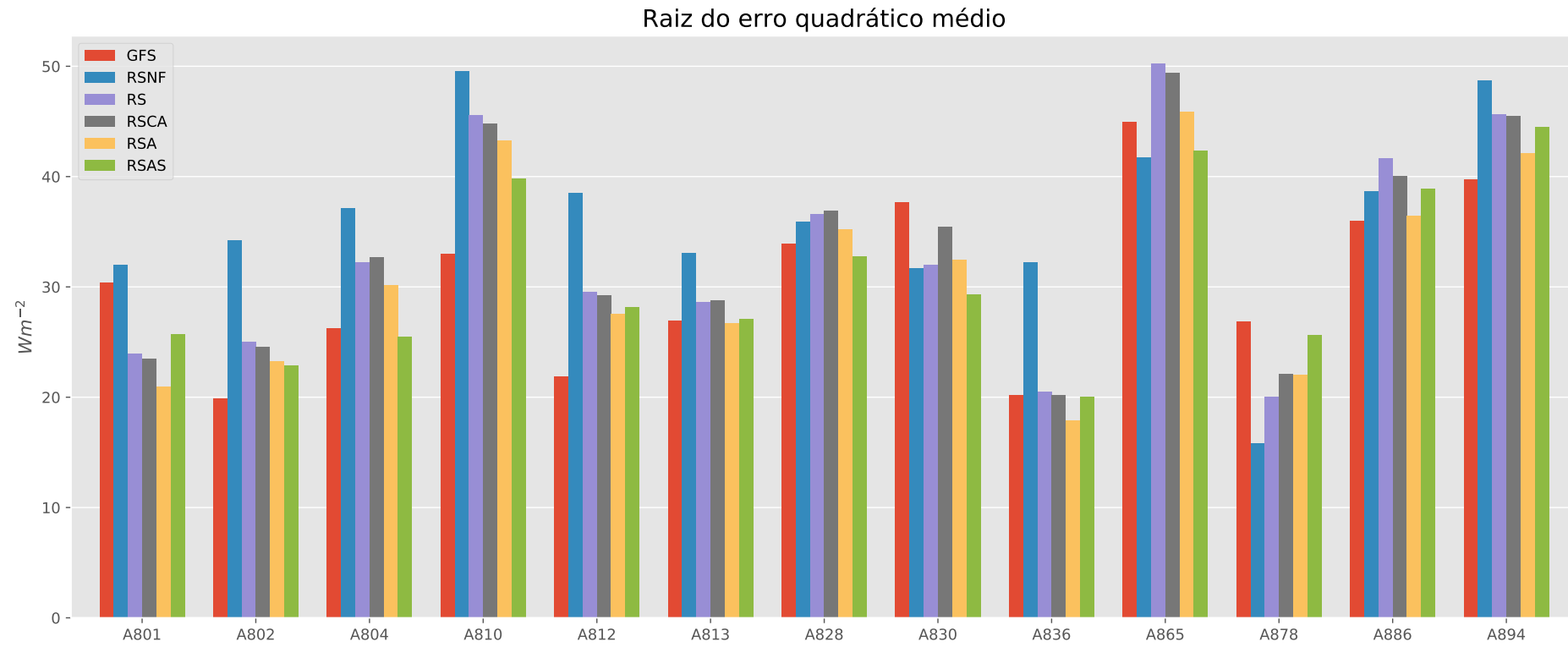
A raiz do erro quadrático médio entre as simulações e as medidas locais, mostradas no Quadro 4.2 e na Figura 4.12, mostra que o modelo GFS tem o melhor desempenho geral e em 5 das 13 estações utilizadas na comparação. As parametrizações típicas do WRF se mostraram melhores em mostardas, a estações que apresentou maiores desvios, e em Lajes, por pequena margem. Os outros seis locais de comparação mostraram melhores resultados nas simulações que utilizaram aerossóis do CAMS. Na média da REQM, essas duas ultimas rodadas tiveram resultados bem próximos ao do GFS. Sendo o conjunto de parametrizações RSAS o selecionado para as previsões de geração fotovoltaica.

Quadro 4.2 – Raiz do erro quadrático médio em  $W/m^2$  para todo o período analisado.

LOCAL	GFS	RSNF	RS	RSCA	RSA	RSAS
Porto Alegre	30,39	32,0	23,94	23,48	<b>20,96</b>	25,74
Rio Grande	<b>19,87</b>	34,2	25,04	24,55	23,29	22,92
Santana do Livramento	26,23	37,14	32,26	32,66	30,17	<b>25,53</b>
Santa Rosa	<b>33,02</b>	49,56	45,57	44,81	43,25	39,86
Caçapava do Sul	<b>21,9</b>	38,52	29,53	29,21	27,55	28,19
Rio Pardo	26,94	33,08	28,67	28,79	<b>26,7</b>	27,12
Erechim	33,92	35,89	36,65	36,88	35,26	<b>32,81</b>
São Borja	37,65	31,73	32,0	35,48	32,43	<b>29,31</b>
Jaguarão	20,17	32,22	20,48	20,22	<b>17,94</b>	20,09
Lages	44,98	<b>41,72</b>	50,25	49,44	45,92	42,38
Mostardas	26,88	<b>15,84</b>	20,03	22,11	22,02	25,65
Tupanciretã	<b>35,97</b>	38,68	41,68	40,04	36,43	38,9
Serafina Corrêa	<b>39,72</b>	48,7	45,63	45,54	42,1	44,52
Média	30,59	36,1	33,21	33,32	31,08	31,0

Fonte: Autor.

Figura 4.12 – Raiz do erro quadrático médio para todo o período analisado.



Fonte: Autor.

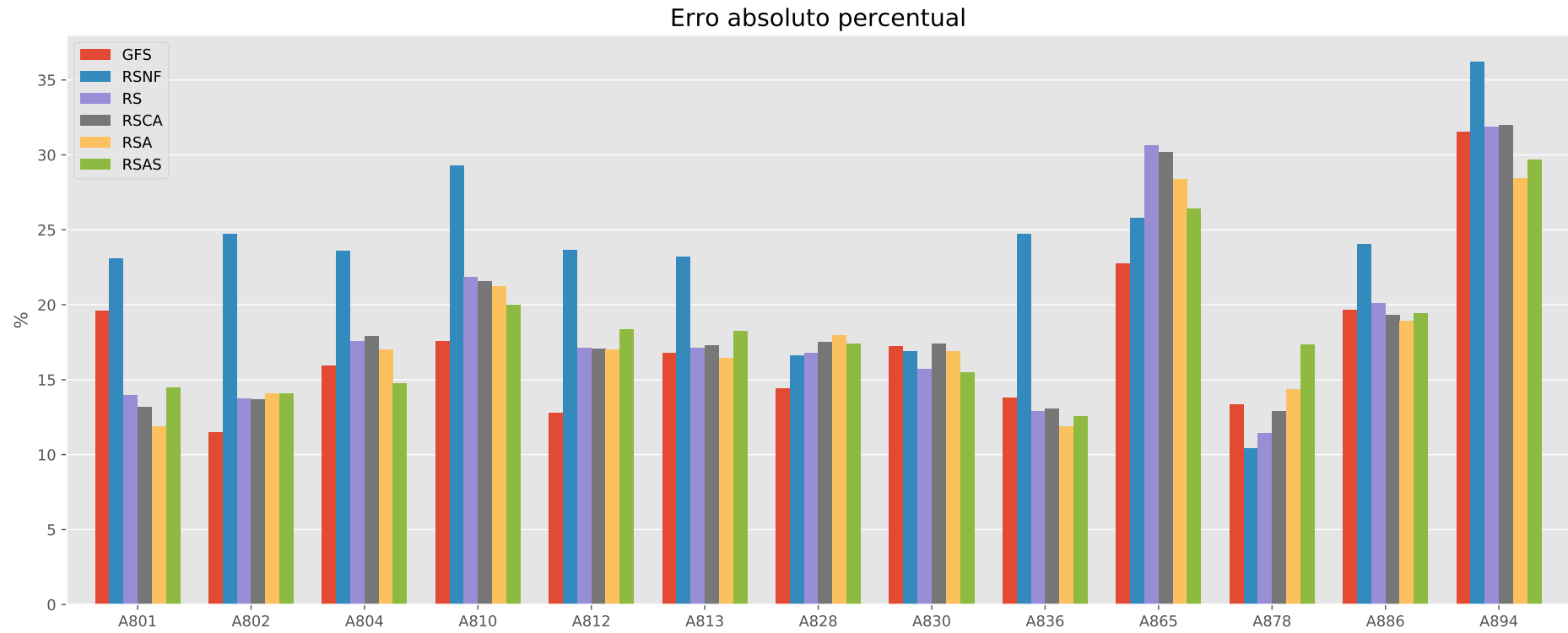
O erro absoluto percentual busca mensurar o desempenho real do modelo em função das medidas realizadas por estações de superfície. O resultado dessa estatística é mostrado no Quadro 4.3 e na Figura 4.13. O uso das parametrizações próprias para previsão de irradiância pelo WRF trouxeram uma diminuição do erro de mais de 4% com relação às previsões com parametrizações típicas e o desempenho do WRF ficou muito próximo ao obtido com o GFS. Quando se considera que o WRF também modela as componentes direta e difusa da irradiância de forma mais precisa, o desempenho das previsões baseadas nessas parametrizações deve ser melhor que as geradas a partir do GFS (JIMENEZ et al., 2016). Os piores desempenhos da previsão de irradiância ocorreram nas cidades de Serafina Corrêa e Lajes, ambas situadas em altitudes maiores.

Quadro 4.3 – Erro absoluto percentual para todo o período analisado.

LOCAL	GFS	RSNF	RS	RSCA	RSA	RSAS
Porto Alegre	19,6	23,1	13,9	13,2	<b>11,9</b>	14,5
Rio Grande	<b>11,5</b>	24,7	13,8	13,7	14,1	14,1
Santana do Livramento	15,9	23,6	17,5	17,9	17,0	<b>14,8</b>
Santa Rosa	<b>17,6</b>	29,3	21,9	21,6	21,2	20,0
Caçapava do Sul	<b>12,8</b>	23,6	17,1	17,1	17,0	18,4
Rio Pardo	16,8	23,2	17,1	17,3	<b>16,5</b>	18,2
Erechim	<b>14,4</b>	16,6	16,8	17,5	18,0	17,4
São Borja	17,2	16,9	15,7	17,4	16,9	<b>15,5</b>
Jaguarão	13,8	24,7	12,9	13,1	<b>11,9</b>	12,6
Lages	<b>22,8</b>	25,8	30,6	30,2	28,4	26,4
Mostardas	13,3	<b>10,4</b>	11,5	12,9	14,4	17,4
Tupanciretã	19,7	24,0	20,1	19,3	<b>18,9</b>	19,4
Serafina Corrêa	31,5	36,2	31,9	32,0	<b>28,4</b>	29,7
Média	17,4	23,2	18,5	18,7	18,0	18,3

Fonte: Autor.

Figura 4.13 – Erro absoluto percentual para todo o período analisado.



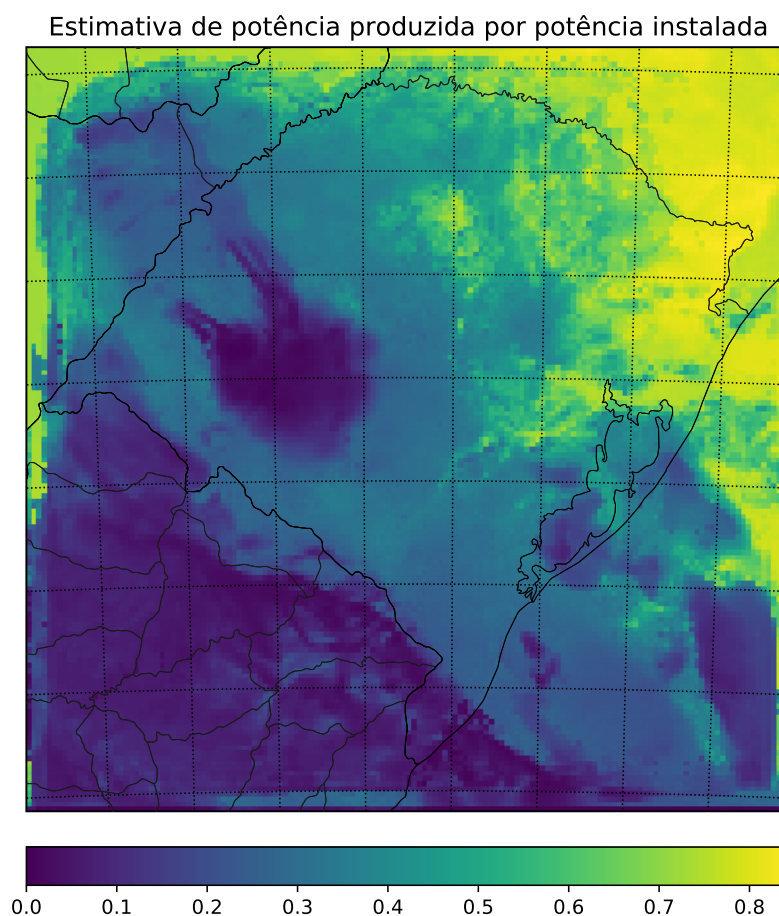
Fonte: Autor.



### 4.3 PREVISÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA GERADA

A previsão de geração de energia fotovoltaica foi baseada em um fator que relaciona a potência instalada com a estimativa de geração com base nas características do módulo assumido e nas condições ambientais para todo o domínio do modelo numérico de previsão do tempo. Um exemplo desse fator de produção é mostrado na Figura 4.14.

Figura 4.14 – Fator de geração fotovoltaica para um determinado horário.

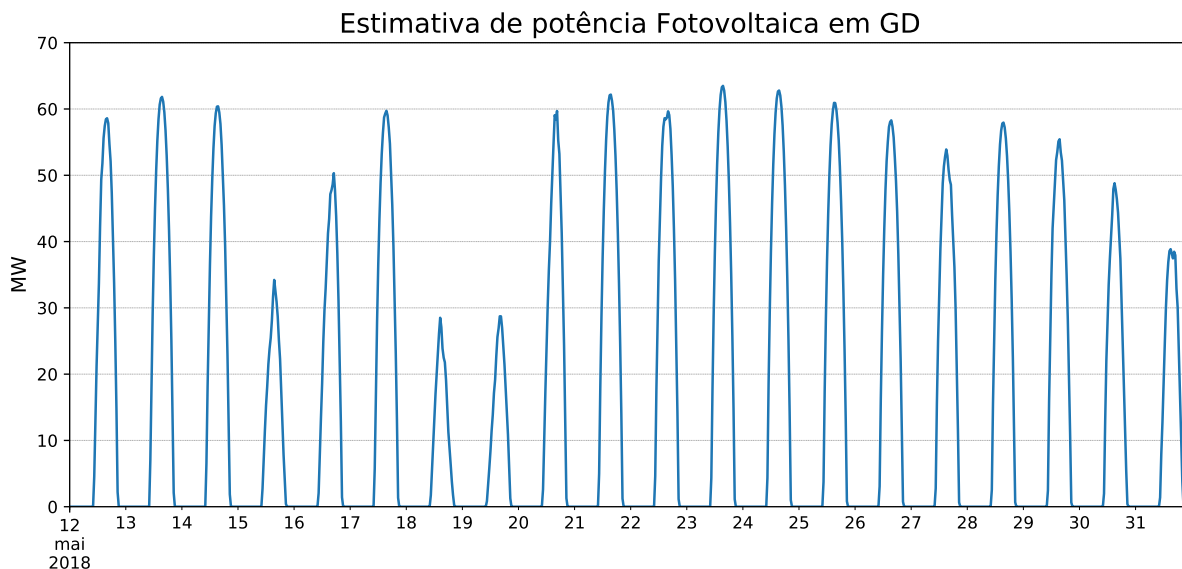


Fonte: Autor.

As condições assumidas para o posicionamento dos módulos, cobertura por poeira entre outros, foi bastante otimista, em um caso real a produção de energia deve ser menor que a estimada, mesmo considerando que os modelos não tenham erros nas previsões de irradiância. Além disso deve ser considerado que algumas instalações fotovoltaicas podem estar fora de operação, com posicionamento não ideal, cobertura dos módulos e sombreamentos. O grande número de instalações, no entanto, tende a gerar uma boa distribuição desses fatores de forma que a forma das curvas obtida não deva sofrer grandes alterações. A Figura 4.15 mostra a estimativa de potência para as instalações do domínio nos 20 dias em que o modelo operou, e, apesar de não ser possível verificar erros nas estimativas, esse resultado demonstra a capacidade de produção de resultados do sistema

desenvolvido.

Figura 4.15 – Estimativa de potência produzida pelas instalações de GD no domínio da simulação.

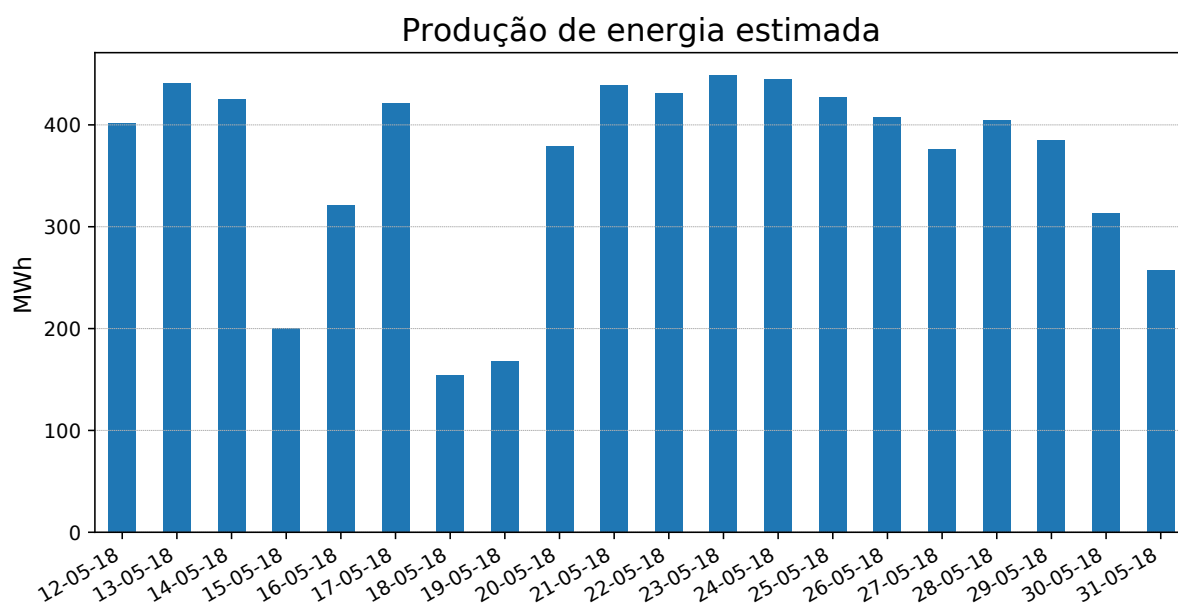


Fonte: Autor.

É interessante notar que mesmo com as variações que a irradiância possui ao longo do dia a geração distribuída permitiu a produção de energia sem grandes oscilações nos períodos de 30 minutos das previsões de irradiância, o que é muito positivo do ponto de vista de sistema elétrico. Certamente quando considerada uma região menor as oscilações são mais significativas. A integração das curvas de potência permitiu gerar estimativas de energia produzida, como mostrado na Figura 4.16.

O uso de coeficientes empíricos como no modelo SAPM permite o ajuste para fatores que representem melhor as características das instalações, além de ajustes por causa de cobertura dos painéis e posicionamento não ideal, mas isso depende do acesso à dados de produção de energia pelas instalações de cada região.

Figura 4.16 – Estimativa de energia produzida pelas instalações de GD no domínio da simulação.



Fonte: Autor.



## 5 CONCLUSÃO

Os resultados mostraram que o uso de novas parametrizações físicas melhoraram significativamente os resultados do WRF quando comparados a uma rodada típica do modelo. A adição de previsões de aerossóis ao modelo pode resultar em erros menores. É necessário, porém, que o período de análise seja expandido para que possa se observar o comportamento das diferentes parametrizações durante todo o ano. Estudos com parametrizações similares realizados em outras regiões do planeta observaram variações no desempenho do WRF com as parametrizações utilizadas em diferentes épocas do ano (JIMÉNEZ et al., 2016). Também é interessante que as parametrizações apresentadas sejam testadas para outras regiões do país, verificando o desempenho destas em diferentes climas.

Apesar de muitas vezes possuir resultados piores que o GFS os dados de irradiância obtidos por meio do WRF podem ser muito importantes em um sistema mais amplo que integre dados de modelos numéricos com métodos de inteligência artificial, pois proporciona subsídios adicionais, além de uma decomposição mais eficiente das componentes da irradiância. Modelos operacionais como o Suncast, utilizam essa metodologia para otimização dos resultados, incluindo outros modelos além dos dois aqui utilizados, como NAM e ECMWF.

O período de análise deste trabalho foi limitado principalmente pela disponibilidade limitada de dados de previsão do GFS, que permanecem pelo período de apenas 10 dias no servidor ftp oficial. As rodadas foram executadas em um computador pessoal e o resultaram em saídas que totalizaram cerca de 130GB, considerando apenas 5 cenários e 20 dias. Então mesmo com uma disponibilidade maior de dados, o tamanho das saídas e o armazenamento disponível, além do poder de processamento de um computador pessoal não permitiriam uma ampliação significativa da análise.

O sistema também mostrou que é capaz de produzir previsões de geração de energia solar fotovoltaica pelas instalações de geração distribuída, porém, como não são disponibilizados dados de produção por unidade, não é possível validar ou ajustar os resultados.

A principal contribuição do trabalho foi o conjunto de ferramentas desenvolvidas e dados integrados, que permitem a expansão das análises sem dificuldades, inclusive com a validações em tempo real dos resultados, facilitando a integração em um possível sistema mais amplo de previsão de irradiância.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

Uma possibilidade para trabalhos futuros é a utilização de dados de característica de aerossóis e tamanho de partícula como entrada do WRF. Tais dados farão parte da linha de produtos auxiliares do GOES-16 e devem ser disponibilizados de forma operacional nos próximos anos. Acredita-se que o uso de medidas reais de aerossóis e tamanho de partícula possam contribuir muito, principalmente em previsões para períodos menores e *nowcasting*. Também são importantes testes com alterações na resolução do domínio e aumento da abrangência dele para verificação da precisão. O modelo também pode obter melhoras significativas em seus resultados pelo uso de inteligência artificial para processamento da saída dos modelos, como mostram os resultados de alguns sistemas que utilizam tal abordagem (HAUPT; et al, 2016).

Devido a distribuição espacial e grande número de unidades de geração distribuída acredita-se que um ajuste dos coeficientes do SAPM tornaria possível previsões de produção de energia com um bom grau de precisão, principalmente pelo uso de redes neurais artificiais que são muito eficientes nesse tipo de estimativa (SUN et al., 2017).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. ISSN 03787796.
- ALMEIDA, M. P. et al. Comparative study of PV power forecast using parametric and non-parametric PV models. **Solar Energy**, 2017. ISSN 0038092X.
- ALMEIDA, M. P.; PERPIÑÁN, O.; NARVARTE, L. PV power forecast using a nonparametric PV model. **Solar Energy**, 2015. ISSN 0038092X.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL**. [S.l.], 2015. 24 p.
- DIAGNE, M. et al. **Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids**. 2013.
- EL-BAZ, W.; TZSCHEUTSCHLER, P.; WAGNER, U. Day-ahead probabilistic PV generation forecast for buildings energy management systems. **Solar Energy**, 2018. ISSN 0038092X.
- ESTÉVEZ, J.; GAVILÁN, P.; GIRÁLDEZ, J. V. Guidelines on validation procedures for meteorological data from automatic weather stations. **Journal of Hydrology**, 2011. ISSN 00221694.
- HAUPT, S. E.; et al. The SunCast Solar Power Forecasting System: The Result of the Public-Private-Academic Partnership to Advance Solar Power Forecasting. **NCAR Technical Note**, NCAR/TN-52, n. doi:10.5065/D6N58JR2., p. 307, 2016.
- HAY, J. E. Calculating solar radiation for inclined surfaces: Practical approaches. **Renewable Energy**, v. 3, n. 4-5, p. 373–380, 1993. ISSN 09601481.
- HERTZ, H. Über einen Einfluss des ultravioletten Lichtes auf die elektrische Entladung. **Annalen der Physik**, v. 267, n. 8, p. 983–1000, 1887. ISSN 15213889.
- HOLMGREN, W. F. et al. PVLIB Python 2015. In: **2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015**. [S.l.: s.n.], 2015. ISBN 9781479979448.
- HOTTEL, H.; WHILLIER, A. Evaluation of flat-plate solar collector performance. In: **Transcript of the Conference on the Use of Solar Energy, The Scientific Basis, Vol. II, Part 1, Section A**. [S.l.: s.n.], 1955. p. 74–104.
- INEICHEN, P. A broadband simplified version of the Solis clear sky model. **Solar Energy**, v. 82, n. 8, p. 758–762, 2008. ISSN 0038092X.
- JIMÉNEZ, P. A. et al. The Role of Unresolved Clouds on Short-Range Global Horizontal Irradiance Predictability. **Monthly Weather Review**, 2016. ISSN 0027-0644.
- JIMENEZ, P. A. et al. WRF-SOLAR: Description and clear-sky assessment of an augmented NWP model for solar power prediction. **Bulletin of the American Meteorological Society**, 2016. ISSN 00030007.
- KEMMOKU, Y. et al. Daily insolation forecasting using a multi-stage neural network. **Solar Energy**, v. 66, n. 3, p. 193–199, 1999. ISSN 0038092X.

KERNS, B. W.; CHEN, S. S. ECMWF and GFS model forecast verification during DYNAMO: Multiscale variability in MJO initiation over the equatorial indian ocean. **Journal of Geophysical Research**, v. 119, n. 7, p. 3736–3755, 2014. ISSN 21562202.

KING, B. H. et al. Procedure to Determine Coefficients for the Sandia Array Performance Model ( SAPM ). n. June, 2016.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. Photovoltaic array performance model. **Sandia Report No. 2004-3535**, v. 8, n. Dezembro, p. 1–19, 2004. ISSN 09270248. Disponível em: <[http://www.osti.gov/bridge/product.biblio.jsp?osti\\_id=919131](http://www.osti.gov/bridge/product.biblio.jsp?osti_id=919131)>.

KOSTYLEV, V.; PAVLOVSKI, A. Solar Power Forecasting Performance - Towards Industry Standards. In: **1st International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems, Aarhus, Denmark**. [S.l.: s.n.], 2011.

LIOU, K. N. **An Introduction to Atmospheric Radiation (Second Edition)**. [s.n.], 2002. v. 84. 583 p. ISSN 00746142. ISBN 0080491677. Disponível em: <<http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=mQ1DiDpX34UC&pgis=1>>.

\_\_\_\_\_. **An Introduction to Atmospheric Radiation (Second Edition)**. [s.n.], 2002. v. 84. 583 p. ISSN 00746142. ISBN 0080491677. Disponível em: <<http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=mQ1DiDpX34UC&pgis=1>>.

LORENZ, E. et al. Forecast of ensemble power production by grid-connected PV systems. **20th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 3–9, 2007. ISSN 1098-6596.

LOUTZENHISER, P. G. et al. Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. **Solar Energy**, v. 81, n. 2, p. 254–267, 2007. ISSN 0038092X.

MASSIDDA, L.; MARROCU, M. Use of Multilinear Adaptive Regression Splines and numerical weather prediction to forecast the power output of a PV plant in Borkum, Germany. **Solar Energy**, 2017. ISSN 0038092X.

MATHIESEN, P.; KLEISSL, J. Evaluation of numerical weather prediction for intra-day solar forecasting in the continental United States. **Solar Energy**, Elsevier Ltd, v. 85, n. 5, p. 967–977, 2011. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2011.02.013>>.

MAXWELL, E. L. **A quasi-physical model for converting hourly global to direct normal insolation**. [S.l.], 1987. 35–46 p. Disponível em: <<http://rredc.nrel.gov/solar/pubs/PDFs/TR-215-3087.pdf>>.

MELLIT, A.; PAVAN, A. M. A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy. **Solar Energy**, v. 84, n. 5, p. 807–821, 2010. ISSN 0038092X.

NCAR. **WRF-ARW Version 3.9 Modeling System User's Guide**. [S.l.], 2018. 460 p.

NREL. **Reference Solar Spectral Irradiance: Air Mass 1.5**. 2012.

PEREZ, R. et al. Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe. **Solar Energy**, v. 94, p. 305–326, 2013. ISSN 0038092X.

PEREZ, R. R. et al. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. In: **ASH-RAE Transactions**. [S.l.: s.n.], 1992. v. 98, n. pt 1, p. 354–369. ISBN 0001-2505. ISSN 00012505.



\_\_\_\_\_. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. In: **ASHRAE Transactions**. [S.l.: s.n.], 1992. v. 98, n. pt 1, p. 354–369. ISBN 0001-2505. ISSN 00012505.

REDA, I.; ANDREAS, A. Solar position algorithm for solar radiation applications. **Solar Energy**, v. 76, n. 5, p. 577–589, 2004. ISSN 0038092X.

\_\_\_\_\_. Corrigendum to Solar position algorithm for solar radiation applications. **Solar Energy**, v. 81, n. 6, p. 838, 2007. ISSN 0038092X.

REIKARD, G. Predicting solar radiation at high resolutions: A comparison of time series forecasts. **Solar Energy**, v. 83, n. 3, p. 342–349, 2009. ISSN 0038092X.

REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. **Solar Energy**, v. 45, n. 1, p. 9–17, 1990. ISSN 0038092X.

REYNOLDS, D. C. et al. Photovoltaic Effect in Cadmium Sulfide. **Physical Review**, v. 96, n. 2, p. 533–534, 10 1954. ISSN 0031-899X. Disponível em: <<https://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRev.96.533>>.

RIGTER, J.; VIDICAN, G. Cost and optimal feed-in tariff for small scale photovoltaic systems in China. **Energy Policy**, v. 38, n. 11, p. 6989–7000, 2010. ISSN 03014215.

RILEY, D. M.; VENAYAGAMOORTHY, G. K. Comparison of a recurrent neural network PV system model with a traditional component-based PV system model. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, n. June, p. 002426–002431, 2011. ISSN 01608371.

Semi Pv Group. International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - Results 2017. **ITRPV**, 2018. ISSN 0018-9162.

SMETS, A. et al. **Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems**. [S.l.: s.n.], 2016. 408 p. ISSN 00368075. ISBN 9781906860325.

SOTO, W. D.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, 2006. ISSN 0038092X.

SPENCER, J. W. Fourier series representation of the position of the sun. **Search**, v. 2, n. 5, p. 172, 1971. Disponível em: <<http://www.mail-archive.com/sundial@uni-koeln.de/msg01050.html>>.

STEIN, J. S. et al. Outdoor PV Performance Evaluation of Three Different Models: Single-Diode, SAPM and Loss Factor Model. In: **28th European PV Solar Energy Conference**. Paris, France: [s.n.], 2013.

SUN, Y. et al. Artificial Neural Network for Control and Grid Integration of Residential Solar Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 4, p. 1484–1495, 10 2017. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7893698/>>.

THOMPSON, G.; EIDHAMMER, T. A Study of Aerosol Impacts on Clouds and Precipitation Development in a Large Winter Cyclone. **Journal of the Atmospheric Sciences**, 2014. ISSN 0022-4928.

THOMPSON, G. et al. Explicit Forecasts of Winter Precipitation Using an Improved Bulk Microphysics Scheme. Part II: Implementation of a New Snow Parameterization. **Monthly Weather Review**, 2008. ISSN 0027-0644.

UCAR. **WRF - Weather Research & Forecasting Model**. 2017. Disponível em: <<https://www.mmm.ucar.edu/weather-research-and-forecasting-model>>.

WMO. **Guide to Meteorological Instruments and Methods of observation**. [S.l.: s.n.], 2008. ISSN 00207128. ISBN 978-92-63-10008-5.

YAMASOE, M. A.; CORRÊA, M. d. P. **Processos Radioativos na Atmosfera**. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2016. 142 p. ISBN 9788579752292.

## APÊNDICE A – CONFIGURAÇÃO DO DOMÍNIO DO WPS

[...]

```
&geogrid
parent_id           = 0,
parent_grid_ratio   = 1,
i_parent_start      = 1,
j_parent_start      = 1,
e_we                = 150,
e_sn                = 150,
geog_data_res       = 'default', 'default',
dx                  = 0.05,
dy                  = 0.05,
map_proj             = 'lat-lon',
pole_lat            = 59.5,
pole_lon            = 0.0,
stand_lon           = 233.5,
ref_lat             = -30.5,
ref_lon             = -53.5,
```

[...]



## APÊNDICE B – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSNF

```
&physics
mp_physics      = 8,
ra_lw_physics   = 4,
ra_sw_physics   = 4,
radt            = 10,
sf_sfclay_physics = 1,
sf_surface_physics = 2,
bl_pbl_physics  = 1,
bldt           = 0,
ysu_topdown_pblmix = 1,
cu_physics      = 0,
cudt           = 0,
icloud         = 1,
num_soil_layers = 4,
num_land_cat   = 21,
sf_urban_physics = 0,

&dynamics
w_damping       = 0,
diff_opt        = 1,
km_opt         = 4,
diff_6th_opt    = 0,
diff_6th_factor = 0.12,
base_temp      = 290.,
damp_opt       = 0,
zdamp         = 5000.,
dampcoef       = 0.2,
khdif         = 0,
kvdif         = 0,
non_hydrostatic = .true.,
moist_adv_opt  = 2,
scalar_adv_opt = 2,
```



## APÊNDICE C – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RS

```
&physics
  aer_opt           = 0,
  swint_opt        = 1,
  mp_physics       = 28,
  ra_lw_physics    = 24,
  ra_sw_physics    = 24,
  radt             = 5,
  sf_sfclay_physics = 1,
  sf_surface_physics = 3,
  bl_pbl_physics   = 6,
  bldt             = 0,
  ysu_topdown_pblmix = 1,
  cu_physics       = 10,
  cudt             = 0,
  icloud           = 1,
  num_soil_layers  = 4,
  num_land_cat     = 21,
  sf_urban_physics = 0,

&dynamics
  w_damping        = 0,
  diff_opt         = 1,
  km_opt           = 4,
  diff_6th_opt     = 0,
  diff_6th_factor  = 0.12,
  base_temp        = 290.,
  damp_opt         = 0,
  zdamp            = 5000.,
  dampcoef         = 0.2,
  khdif            = 0,
  kvdif            = 0,
  non_hydrostatic  = .true.,
  moist_adv_opt    = 2,
  scalar_adv_opt   = 2,
```





## APÊNDICE D – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSÇA

```
&physics
  aer_opt           = 3,
  swint_opt        = 1,
  mp_physics       = 28,
  ra_lw_physics    = 24,
  ra_sw_physics    = 24,
  radt             = 5,
  sf_sfclay_physics = 1,
  sf_surface_physics = 3,
  bl_pbl_physics   = 6,
  bldt            = 0,
  ysu_topdown_pblmix = 1,
  cu_physics       = 10,
  cudt            = 0,
  icloud          = 1,
  num_soil_layers  = 4,
  num_land_cat     = 21,
  sf_urban_physics = 0,

&dynamics
  w_damping        = 0,
  diff_opt         = 1,
  km_opt          = 4,
  diff_6th_opt     = 0,
  diff_6th_factor  = 0.12,
  base_temp        = 290.,
  damp_opt         = 0,
  zdamp           = 5000.,
  dampcoef         = 0.2,
  khdif           = 0,
  kvdif           = 0,
  non_hydrostatic  = .true.,
  moist_adv_opt    = 2,
  scalar_adv_opt   = 2,
```



## APÊNDICE E – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSA

```
&time_control  
[...]  
  auxinput15_inname      = "AOD.d<domain>.nc"  
  auxinput15_interval_s = 10800  
  io_form_auxinput15    = 2  
[...]
```

```
&physics  
  aer_opt      = 2,  
  swint_opt    = 1,  
  mp_physics   = 28,  
  ra_lw_physics = 24,  
  ra_sw_physics = 24,  
  radt        = 5,  
  sf_sfclay_physics = 1,  
  sf_surface_physics = 3,  
  bl_pbl_physics = 6,  
  bldt        = 0,  
  ysu_topdown_pblmix = 1,  
  cu_physics   = 10,  
  cudt        = 0,  
  icloud      = 1,  
  num_soil_layers = 4,  
  num_land_cat = 21,  
  sf_urban_physics = 0,  
[...]
```



## APÊNDICE F – CONFIGURAÇÕES DA RODADA RSAS

```
&time_control
[...]  
  auxinput15_inname      = "AOD.d<domain>.nc"  
  auxinput15_interval_s = 10800  
  io_form_auxinput15    = 2  
[...]
```

```
&physics  
  aer_opt                = 2,  
  swint_opt              = 1,  
  mp_physics             = 28,  
  ra_lw_physics         = 24,  
  ra_sw_physics         = 24,  
  radt                  = 5,  
  sf_sfclay_physics     = 1,  
  sf_surface_physics    = 3,  
  bl_pbl_physics        = 6,  
  bldt                  = 0,  
  ysu_topdown_pblmix    = 1,  
  cu_physics             = 10,  
  cudt                  = 0,  
  icloud                 = 1,  
  num_soil_layers       = 4,  
  num_land_cat          = 21,  
  sf_urban_physics      = 0,  
[...]
```

```
&stoch  
  skebs                  = 1,  
  tot_backscat_psi      = 0.0001  
  tot_backscat_t        = 0.00001  
  ztau_psi              = 300  
  ztau_t                = 300  
  kminforc              = 32  
  kmaxforc              = 32
```