

Sistema FIEB



PELO FUTURO DA INOVAÇÃO

CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC
PROGRAMA DE POS-GRADUAÇÃO STRICTO SENSU
MODELAGEM COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL

CAROLINA SACRAMENTO VIEIRA

**Estimativa de irradiação solar no Vale São Francisco da Bahia
empregando o modelo de mesoescala WRF-Solar**

Salvador, 2021

CAROLINA SACRAMENTO VIEIRA

**Estimativa de irradiação solar no Vale São Francisco da Bahia
empregando o modelo de mesoescala WRF-Solar**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu do Centro Universitário SENAI CIMATEC como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Orientador: Prof. Dr. Davidson Martins Moreira

Coorientador: Prof. Dr. Erick Giovani Sperandio Nascimento

Salvador, 2021

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

V657e Vieira, Carolina Sacramento

Estimativa de irradiação solar no Vale São Francisco da Bahia empregando o modelo de mesoescala WRF-Solar / Carolina Sacramento Vieira – Salvador, 2021.

104 f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Davidson Martins Moreira.

Coorientador: Prof. Dr. Erick Giovani Sperandio Nascimento.

Dissertação (Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) – Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2021.

Inclui referências.

1. Irradiação solar. 2. Vale São Francisco - Bahia. 3. Modelo WRF-Solar. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Moreira, Davidson Martins. III. Nascimento, Erick Giovani Sperandio. IV. Título.

CDD 621.473

CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC**Mestrado Acadêmico em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, aprova a Defesa de Mestrado, intitulada “**Estimativa de Irradiação Solar no Vale São Francisco da Bahia Empregando o Modelo de Mesoescala WRF-Solar**” apresentada no dia 05 de abril de 2021, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

Orientador: **Prof. Dr. Davidson Martins Moreira**
SENAI CIMATEC

Coorientador: **Prof. Dr. Erick Giovani Sperandio Nascimento**
SENAI CIMATEC

Membro Interno: **Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos**
SENAI CIMATEC

Membro Externo: **Prof. Dr. Pedro Miguel Matos Soares**
ULISBOA

Membro Externo: *Taciana Toledo de Almeida Albuquerque*
Prof.^a Dr.^a Taciana Toledo de Almeida Albuquerque
UGMG

Dedico este trabalho aos meus pais José
Geraldo Vieira Martins e Marta Oliveira Sacramento.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela alegria da vida e pela força de ter me ajudado a superar as dificuldades que surgiram.

Aos meus pais, por estarem sempre me apoiando, compreensíveis nos momentos em que precisei.

Agradeço sinceramente ao Dr. Davidson Martins Moreira, meu orientador, e ao Dr. Erick Giovani Sperandio Nascimento, meu coorientador, por terem acreditado e apostado em mim.

Agradeço aos colegas do grupo de pesquisa, pela ajuda no desenvolvimento deste trabalho, em especial a Anderson da Silva.

Ao Centro Universitário SENAI CIMATEC e ao seu Centro de Supercomputação, pela oportunidade de estudo e disponibilização de infraestrutura.

Aos professores do Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial (MCTI) do Centro Universitário Senai Cimatec pelo suporte e ensinamentos acadêmicos, profissionais e pessoais.

À FAPESB pelo apoio financeiro com a bolsa de Mestrado.

Ao Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, pela disponibilidade dos dados empregados nesta dissertação.

Ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, pela disponibilidade dos dados de satélite, empregados nesta dissertação.

E a todas as demais pessoas que participaram dessa fase da minha vida.

RESUMO

O aumento da demanda energética em conjunto com a possibilidade de redução da oferta de combustíveis convencionais está impulsionando a comunidade científica a pesquisar e desenvolver fontes alternativas de energia. Dentre as fontes renováveis de energia elétrica, a energia solar vem ganhando relevância nos últimos anos, e já se apresenta como uma das mais promissoras formas de ampliação do parque gerador elétrico. Neste sentido, estudos que visam o conhecimento da disponibilidade regional e variabilidade temporal da irradiação solar são de grande importância para auxiliar na implantação de parques solares, onde a distribuição espacial da irradiação solar em grandes extensões territoriais pode ser alcançado com o uso de modelos numéricos de previsão do tempo. O principal modelo deste tipo, WRF-Solar (*Weather Research and Forecasting Model*), tem sido objeto de estudos e otimizações com o objetivo de fornecer uma ferramenta numérica aprimorada para pesquisas e necessidades específicas do setor de energia solar. Desta forma, o presente trabalho tem o objetivo principal de estimar a irradiação solar no Vale do Rio São Francisco da Bahia utilizando o modelo WRF-Solar. As simulações foram realizadas somente para os anos de 2016 e 2019, com resolução espacial de 1 km, em virtude da disponibilidade de dados observacionais para validação do modelo. Foi possível avaliar o desempenho do modelo quanto à modelagem numérica da irradiação solar para diferentes épocas do ano, explorando o comportamento do recurso solar e das sazonalidades inerentes à região. Os resultados obtidos pelo modelo foram avaliados por meio de análise estatística com base em dados de estações de superfície do INMET da região, e mediante dados estimados por imagens de satélite da série GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellites*). O modelo WRF-Solar demonstrou boa capacidade em simular o comportamento horário e médias mensais da irradiação solar no Vale São Francisco considerando o período analisado, principalmente para os meses de maior incidência, mostrando grande potencial para fins operacionais, de pesquisa e desenvolvimento tecnológico.

Palavras-chave: Irradiação Solar. Vale São Francisco da Bahia. Modelo WRF-Solar.

ABSTRACT

The increase in energy demand together with the possibility of reducing the supply of conventional fuels is driving the scientific community to research and develop alternative sources of energy. Among the renewable sources of electric energy, solar energy has been gaining relevance in recent years, and already presents itself as one of the most promising ways of expanding the electric generator park. In this sense, studies aiming at the knowledge of the regional availability and temporal variability of solar irradiation are of great importance to assist in the implantation of solar parks, where the spatial distribution of solar irradiation over large territorial extensions can be achieved with the use of numerical models of weather forecast. The main model of this type, WRF-Solar (Weather Research and Forecasting Model), has been the subject of studies and optimizations in order to provide an improved numerical tool for research and specific needs of the solar energy sector. Thus, the present work has the main objective of estimating solar irradiation in the São Francisco da Bahia Valley using the WRF-Solar model. The simulations were performed only for the years 2016 and 2019, with a spatial resolution of 1 km, due to the availability of observational data for model validation. It was possible to evaluate the performance of the model in terms of numerical modeling of solar irradiation for different times of the year, exploring the behavior of the solar resource and the seasonal factors inherent to the region. The results obtained by the model were evaluated by means of statistical analysis based on data from INMET surface stations in the region, and using data estimated by satellite images from the GOES series (Geostationary Operational Environmental Satellites). The WRF-Solar model demonstrated good ability to simulate the hourly behavior and monthly averages of solar irradiation in the São Francisco Valley considering the analyzed period, mainly for the months with the highest incidence, showing great potential for operational, research and technological development purposes.

Keywords: Solar irradiation. Vale São Francisco of the Bahia. WRF-Solar Model.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Aspectos climatológicos das microrregiões do Vale São Franciscano.....	41
Tabela 2 - Configurações espaciais utilizadas nas simulações com o WRF–Solar para o ano de 2016.....	44
Tabela 3 – Configurações espaciais utilizadas nas simulações com o WRF-Solar para o ano de 2019.....	45
Tabela 4 - Detalhes das simulações especificando as opções físicas	47
Tabela 5 – Especificações das estações selecionadas do INMET.....	49
Tabela 6 – Especificações das coordenadas da base de dados.....	53
Tabela 7 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados - Juazeiro.....	72
Tabela 8 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados - Barra.....	74
Tabela 9 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados -Paulo Afonso.....	76
Tabela 10 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados -Bom Jesus da Lapa.....	77
Tabela 11 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados do INMET para o ano de 2019.....	84

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 – Potencial de Energia Solar no Mundo.....	6
Figura 2 - Geração de energia solar fotovoltaica no Cenário de Desenvolvimento Sustentável, 2000-2030.....	7
Figura 3 - Evolução da capacidade instalada de geração de energia solar no Brasil (MW).	8
Figura 4 – Mapa de recursos solares.....	9
Figura 5 – Capacidade instalada por Estado do Nordeste.....	10
Figura 6 - Processos de interação da radiação solar com a atmosfera terrestre.....	11
Figura 7 – Componentes da irradiação solar e suas interações com a atmosfera.....	13
Figura 8 - Diagrama esquemático mostrando os efeitos radiativos dos aerossóis e nos mecanismos de formação e desenvolvimento de nuvens.....	14
Figura 9 – Estrutura esquemática de um modelo de circulação geral.....	16
Figura 10 – Estrutura esquemática de modelo climático regional.....	17
Figura 11 - Diagrama conceitual dos processos físicos implementado no WRF-Solar.....	20
Figura 12 – Interações do sistema nuvem-aerossol-radiação.....	21
Figura 13 - Esquema simplificado da arquitetura do modelo WRF.....	22
Figura 14 - Coordenada vertical.....	23
Figura 15 - Interações entre os esquemas de parametrizações.....	26
Figura 16 - Grade do tipo C de Arakawa para componente horizontal (a) e componente vertical (b)	28
Figura 17 - Aninhamentos de grades permitidos pelo modelo WRF em (a) e (b).....	30
Figura 18 - Fluxo dos programas WPS e WRF.....	30
Figura 19 - Região do Vale do Rio São Francisco da Bahia e suas microrregiões.....	38
Figura 20 - Localização do Vale São Franciscano da Bahia.....	38
Figura 21 - Regiões Fisiográficas do vale são Francisco Baiano.....	40
Figura 22 - Precipitação média mensal do período de 1990-2019.....	42
Figura 23 – Microrregião de Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita)	43
Figura 24 – Microrregião de Juazeiro (à esquerda) e Bom Jesus da Lapa (à direita)	43
Figura 25 – Localização dos domínios para as simulações do ano de 2016.....	45

Figura 26 – Localização dos domínios para as simulações do ano de 2019 Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita)	46
Figura 27 - Detalhe de uma Estação Meteorológica Automática (EMA), mostrando a direita um piranômetro utilizado para medir a GHI.....	48
Figura 28 - Localizações das estações utilizadas na validação dos dados simulados.....	49
Figura 29 – Localizações das coordenadas da base de dados estimados por satélite.....	53
Figura 30 – Comportamento médio horário da irradiação solar simulada e observada, para cada microrregião e mês do ano de 2016.....	58
Figura 31 – Comportamento médio horário da irradiação solar simulada e observada, da Barra (à esquerda) e Paulo Afonso (à direita), para cada mês do ano de 2019.....	65
Figura 32 – Médias totais mensais de irradiação	69
Figura 33 – Média total anual para as quatro microrregiões do Vale São Francisco.....	71
Figura 34 -Diagrama I dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR).....	73
Figura 35 -Diagrama II dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR).....	75
Figura 36 -Diagrama III dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR).....	77
Figura 37 -Diagrama IV dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR)	78
Figura 38 – Gráficos de espalhamento da irradiação solar simulada e observada do Satélite GOES (à esquerda) e INMET (à direita), para cada mês de 2016.....	79
Figura 39 – Gráficos de espalhamento da irradiação solar simulada e observada, da Barra (à esquerda) e Paulo Afonso (à direita), para cada mês do ano de 2019.....	86
Figura 40 – Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de outubro de 2016.....	89
Figura 41 – Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Juazeiro (à esquerda) e Bom Jesus da Lapa (à direita) no mês de outubro de 2016.....	90
Figura 42– Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de julho de 2016.....	90
Figura 43– Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Juazeiro (à esquerda) e Bom Jesus da Lapa (à direita) no mês de julho de 2016.....	91
Figura 44 – Irradiação Solar simulada para Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de outubro de 2019.....	92
Figura 45 – Irradiação Solar simulada para Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de julho de 2019.....	92

LISTAS DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AFWA – *Department of Defense's Air Force Weather Agency*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AOD – *Aerosol optical depth*

ARW – *Advanced Research Weather Research and Forecasting*

AGCM's - *Atmospheric General Circulation Models*

CLA - Camada Limite Atmosférica

CLP - Camada Limite Planetária

CPTEC - Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos

DIF – Irradiação Difusa

DLR - Centro Aeroespacial Alemão

DNI – Irradiação Direta Normal

DOE – *Department of Energy*

DO1 (02, 03) – Domínio

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ETENE – Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste

FAA - *Federal Aviation Administration*

FAT2 – Fator de 2

FARMS - *Fast All-sky Radiation Model for Solar Applications*

FSL - *Naval Research Laboratory*

GFS - *Global Forecast System*

GHI – Irradiação Global Horizontal

GCMs - *General Circulation Models*

GW – Gigawatt

IEA - *International Energy Agency*

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LSM - *Land Surface Models* – Modelos de Superfície

MBE – *Mean Bias Error* – Erro Médio

MME – Ministério de Minas e Energia

MMM - *Mesoscale and Microscale Meteorology*

MSE – Erro Absoluto Médio

MYJ – Mellhor-Yamada-Janjic

MW - Megawatt

NCAR – *National Center for Atmospheric Research*

NCEP – *National Center for Environmental Prediction*

NCEP-FNL – *National Center for Environmental Prediction – Final Analysis*

NCN – Núcleo de Condensação de Nuvens

NMM – *Nonhydrostatic Mesoscale Model*

NOAA – *National Oceanic and Atmospheric Administration*

NREL – Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos EUA

NWP - *Numerical Weather Predict* – Modelos Numéricos de Previsão do Tempo

OGCMs - *Ocean General Climate Models*

PNT – Previsão Numérica do Tempo

RCMs - *Regional Climate Models*

RMSE – *Root Mean Square Error* – Raiz do Erro Quadrático Médio

RRTMG - *Rapid Radiative Transfer Method for Global Circulation Models*

SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

SDS – Cenário de Desenvolvimento Sustentável

SI – Sistema Internacional de Unidades

SIN – Sistema Integrado Nacional

So – Constante Solar

SUN4CAST – *Solar Power Freccasting System*

TOA – Irradiância solar no topo da atmosfera

TSMO – Teoria de Similaridade para a Camada Superficial Atmosférica

TWh – Terawatt hora

USGS – *United States Geological Survey*

W - Watt

WMO – *World Meteorological Organization*

WPS – *WRF Preprocessing System*

WRF – *Weather Research and Forecasting Model*

WRF-Chem - *Weather Research and Forecasting Model coupled with Chemistry*

WRF-Solar – *Weather Research and Forecasting Model-Solar*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo Geral	4
1.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Importância da Pesquisa	4
1.4 Questões e Hipóteses	5
1.5 Organização da Dissertação de Mestrado	5
2. REVISÃO DE LITERATURA	8
2.1 Panorama da Energia Solar no Brasil e no Mundo	6
2.1.1 No Mundo.....	6
2.1.2 No Brasil.....	8
2.2 Recurso Solar	11
2.3 Modelos de Previsão Numérica do Tempo	15
2.3.1 Descrição do Modelo <i>Weather Research and Forecasting</i> WRF-Solar.....	18
2.4 Breve Revisão Bibliográfica dos Modelos WRF e WRF Solar	31
3. METODOLOGIA	37
3.1 Área em Estudo	37
3.2 Descrição dos detalhes de simulação do WRF-Solar	44
3.3 Avaliação do desempenho das modelagens do WRF-Solar	48
3.3.1 Dados Observacionais do INMET.....	48
3.3.2 Dados de irradiação solar estimados por imagens de Satélite.....	50
3.3.3 Índices estatísticos.....	54
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	57
4.1 Análise Temporal mensal da Irradiação Solar Global (GHI)	58
4.1.1 Cenário de 2016.....	58
4.1.2 Cenário de 2019.....	65
4.1.3 Variabilidade Interanual da Irradiação Solar.....	69
4.2 Análise Estatística da Irradiação Solar Global (GHI)	72
4.2.1 Cenário de 2016.....	72
4.2.2 Cenário de 2019.....	84

4.3 Variabilidade espacial no Vale São Francisco da Bahia da Irradiação Solar	
em 2016 e 2019.....	89
5. CONCLUSÃO.....	94
REFERÊNCIAS.....	97

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica do Brasil contempla de forma exemplar o emprego das energias renováveis. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (2020), a participação é liderada pela hidrelétrica (63,8%), seguida de eólica (9,3%), biomassa (8,9%) e solar centralizada (1,4%). Contudo, o aumento da demanda energética em conjunto com a possibilidade de redução da oferta de combustíveis convencionais e a crescente preocupação com preservação do meio ambiente, está impulsionando a comunidade científica a pesquisar e desenvolver fontes alternativas de energias renováveis que minimizem a degradação dos recursos naturais do planeta e que agreguem segurança ao fornecimento de energia. As energias renováveis solar e eólica representam importante opção à diversificação das fontes de energia para atender à crescente demanda energética mundial, como também contribui para reduzir emissões de gases de efeito estufa mediante os compromissos assumidos no Acordo de Paris (BEZERRA, 2020).

A energia solar no Brasil teve grande progresso a partir de 2016, em virtude de melhorias no marco legal da geração distribuída e sobretudo devido à redução no preço dos módulos fotovoltaicos. De 2016 a 2019, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil alcançou 4,5 GW, sendo 2,5 GW em projetos centralizados e 2,0 GW em geração distribuída (ETENE, 2020). Conforme a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), a região Nordeste do Brasil possui os melhores parâmetros, apresentado a maior incidência de raios solares e menor variabilidade interanual durante o ano, particularmente sua porção semiárida, em que a elevada irradiação está associada à ocorrência de pouca precipitação e baixa nebulosidade ao longo do ano (PEREIRA *et al.*, 2017). Nesta região, destaca-se a Bahia, segundo os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que criou e controla o segmento de geração centralizada no Brasil, a Bahia é líder em geração de energia solar com 25% dos parques solares do Brasil.

Entretanto, para o desenvolvimento de empreendimentos solares, é imprescindível magnitudes de referência para caracterização adequada do recurso solar existente, pois a radiação que atinge a superfície terrestre varia, devido às suas

características intermitentes e sazonalidades. Sendo assim, para auxiliar o planejamento de operação do sistema elétrico do país, principalmente, no caso de usinas fotovoltaicas, se faz necessário estudos do recurso em múltiplos locais que possibilitem conhecer sua disponibilidade regional e variabilidade temporal para potencializar o desempenho da tecnologia instalada, visto que a viabilidade técnica e econômica de um sistema de aproveitamento de energia solar depende evidentemente desse fator (LIMA, 2015) (FERRARI, 2018).

Quando se trata de mensurar a irradiação solar em determinada região existem metodologias cuja utilidade depende criticamente do horizonte temporal e da resolução espacial requerida (KARINIOTAKIS, 2017): modelos estatísticos; inteligência artificial; sensoriamento remoto; previsão numérica de tempo; entre outras. Os modelos numéricos de previsão de tempo (NWP, *Numerical Weather Predict*) apresentam maior grau de progresso, pois vem sendo utilizados há décadas de maneira geral para promover simulações de variáveis meteorológicas resolvendo processos físicos desde a superfície até a alta atmosfera. Assim, estes modelos são ferramentas importantes que permitem auxiliar na tomada de decisão em problemas energéticos relacionados a energias renováveis.

Haupt *et al.* (2018) discutem a problemática da modelagem da irradiação solar e apresentam um sistema de previsão de energia solar em desenvolvimento para os Estados Unidos, nomeado de SUN4CAST®. Sucintamente, o sistema inicia com base no diagnóstico das condições de tempo com imagens de satélite, medições solarimétricas e dos aerossóis atmosféricos, câmeras imageadoras de nuvens. Em seguida realiza-se a integração das simulações por diferentes tipos de modelagem (estatística, previsão numérica de tempo etc.), para diferentes escalas de tempo até o pós-processamento final, com informações específicas para o setor elétrico e tomadores de decisão (RAMOS *et al.*, 2020). A ferramenta de previsão numérica de tempo usada neste sistema é o WRF-Solar, uma versão do WRF com uma série de aprimoramentos físicos (Jimenez *et al.*, 2016).

O modelo numérico de previsão de tempo WRF-Solar (*Weather Research and Forecasting - Solar*), objeto deste trabalho, é uma ampliação e configuração específica do modelo WRF com o objetivo de fornecer uma ferramenta numérica aprimorada para pesquisas e necessidades específicas do setor de energia solar, desenvolvido por meio

de um projeto financiado pelo *Department of Energy* (DOE - USA) que busca melhorias nas previsões de irradiação global horizontal e irradiação direta normal, sendo de domínio público e disponibilizado gratuitamente. No Brasil, a estimativa da irradiação solar pelos modelos NWP está no estágio de desenvolvimento e diagnóstico. Dentro desse contexto, o objetivo desta dissertação é estimar a irradiação solar global (GHI) na região do Vale São Francisco da Bahia utilizando o modelo WRF-Solar. Esta região está localizada no semiárido Nordeste na qual a incidência de irradiação solar é predominante, com um potencial promissor para geração de energia solar.

A fim de avaliar o desempenho do modelo, os dados simulados são comparados com dados coletados pelas estações automáticas do INMET e dados estimados por satélite da série GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellites*) posicionado sobre a América do Sul, disponibilizados pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Os dados de irradiação solar utilizados nesta pesquisa, foram médias horárias de irradiação solar global para o período de 2016 e 2019, coletados conforme as coordenadas de cada microrregião do Vale São Francisco da Bahia. Esses anos foram selecionados em virtude da disponibilidade dos dados observacionais, pois para os dados de satélite não havia estimativa para 2018 visto que ocorreu a entrada de um novo satélite em 2018. Portanto optou-se por incluir a simulação no período de 2016 para que fosse feita a comparação com dados estimados por satélite, sendo um grande diferencial proposto na pesquisa.

1.1 Objetivo Geral

Esta pesquisa tem como objetivo principal, estimar a irradiação solar na região do Vale São Francisco da Bahia, usando o modelo meteorológico WRF-Solar.

1.2 Objetivos específicos

- Avaliar as características temporais da irradiação solar no Vale São Francisco da Bahia ao longo dos anos de 2016 e 2019;
- Confrontar os resultados simulados pelo modelo WRF-Solar com dados observacionais das estações meteorológicas do INMET para os anos de 2016 e 2019;
- Confrontar os resultados simulados pelo modelo WRF-Solar com dados estimados por imagens de satélite da série GOES (*Geostationary Operational Enviromental Satellites*) para o ano de 2016;
- Avaliar os resultados da simulação na representação da irradiação solar.

1.3 Importância da Pesquisa

Diante da crescente demanda energética mundial e, conseqüentemente, na aceleração das alterações climáticas, a busca por fontes de energias alternativas se torna cada vez mais necessária. No Brasil, como em diversos países do mundo, a energia proveniente da luz solar ganhou uma grande importância nos últimos anos, e para ser aproveitada são necessários estudos que possibilitem conhecer sua disponibilidade regional, permitindo um gerenciamento mais eficiente do seu uso.

1.4 Questões e Hipóteses

O modelo WRF-Solar é uma ferramenta numérica aprimorada para pesquisas e necessidades específicas do setor de energia solar, que possibilita caracterizar o comportamento da irradiação solar de determinada região de interesse.

É possível estimar a irradiação solar em regiões da Bahia através da modelagem computacional de forma satisfatória?

1.5 Organização da Dissertação de Mestrado

A dissertação está estruturada de forma que no Capítulo 1 o tema da pesquisa e sua importância é apresentado na introdução.

No Capítulo 2 tem-se uma revisão bibliográfica acerca dos estudos que apresentam o uso dos modelos numéricos para avaliação da radiação solar no Nordeste e em várias partes do mundo, assim como os fundamentos teóricos que discorrem sobre temas relevantes relacionados à dissertação.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento do experimento realizado.

O Capítulo 4, contém os resultados das simulações realizadas neste estudo, bem como a discussão acerca da comparação entre os dados simulados e os observados.

No Capítulo 5 é composto pelas considerações finais e os resultados esperados.

E por fim, as referências.

2. REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo são apresentados os conceitos teóricos mais relevantes relacionados ao tema principal desta dissertação, como também apresenta uma breve descrição de trabalhos correlatos realizados anteriormente, tanto no Nordeste como em outras regiões, onde avaliam o desempenho do modelo WRF e WRF-Solar.

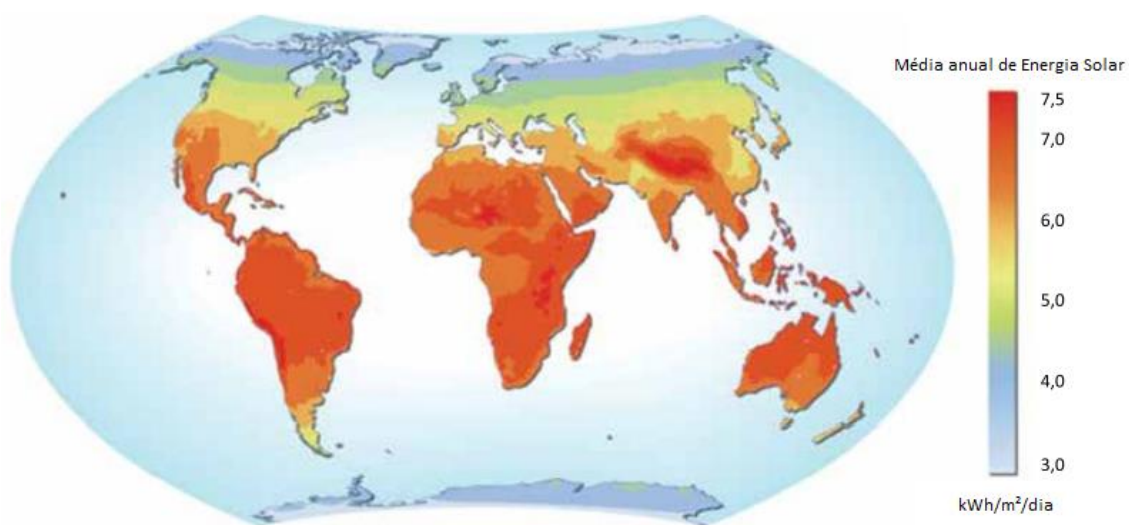
2.1 Panorama da Energia Solar no Brasil e no Mundo

2.1.1 No Mundo

A energia proveniente do Sol chega à superfície terrestre de forma não homogênea. Ela depende de diversos fatores, dentre os quais a latitude, a estação do ano e as condições atmosféricas. A Figura 1 ilustra a distribuição da incidência solar na superfície da Terra.

A disponibilidade de energia solar na superfície terrestre é muito superior à demanda global de energia elétrica. À medida que as tecnologias que fazem uso da energia solar se tornam mais competitivas ante outras opções, a participação dessa fonte na matriz elétrica tende a crescer. Isto já se verifica em diversos países, inclusive no Brasil.

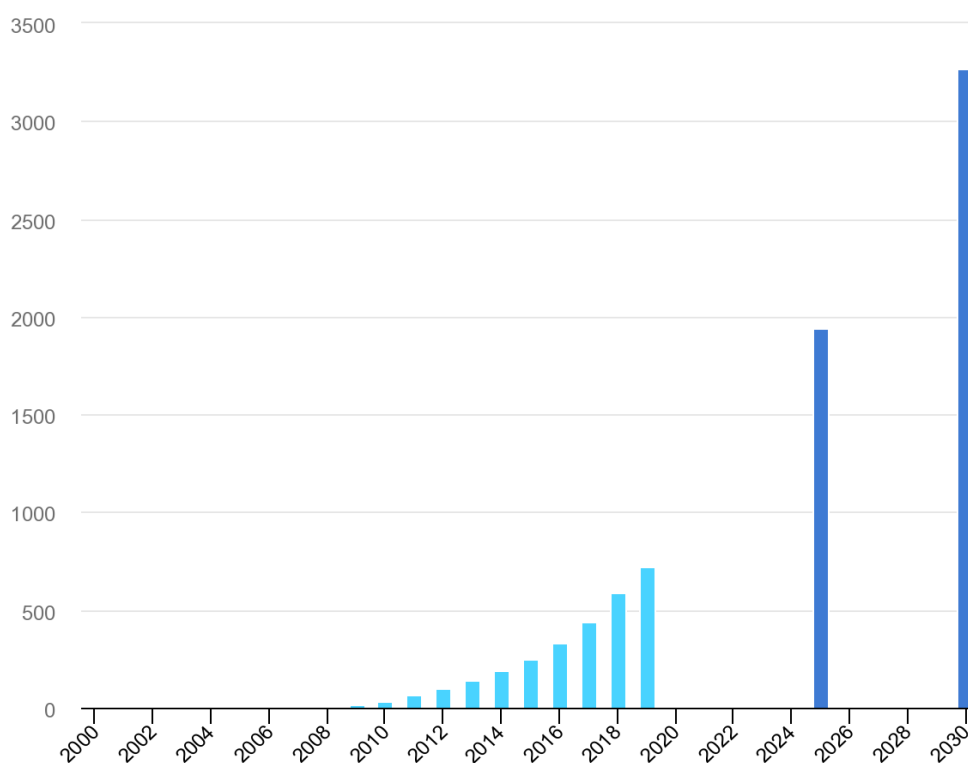
Figura 1 – Potencial de Energia Solar no Mundo



Fonte: IEA, 2018 apud ETENE (2020).

De acordo com a IEA (*International Energy Agency*), a participação da fonte solar na geração de energia elétrica mundial, correspondente a 2,7% em 2019, embora ainda tímida cresce exponencialmente. A geração solar fotovoltaica aumentou 22% (+131 TWh) em 2019 e representou o segundo maior crescimento de geração absoluta de todas as tecnologias renováveis, ligeiramente atrás da energia eólica e à frente da hidrelétrica. A Figura 2 mostra o nível em geração de energia que atingirá a solar fotovoltaica no Cenário de Desenvolvimento Sustentável (SDS) até 2030.

Figura 2 – Geração de energia solar fotovoltaica no Cenário de Desenvolvimento Sustentável, 2000-2030



Fonte: IEA (2020).

Conforme revela a Figura 2, o SDS exigirá que a geração de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica aumente 15% ao ano, passando de 720 TWh em 2019 para quase 3300 TWh em 2030. Este cenário de aumento expressivo na expansão da geração solar tende a se manter no mundo nos próximos anos, face ao apelo para a produção de

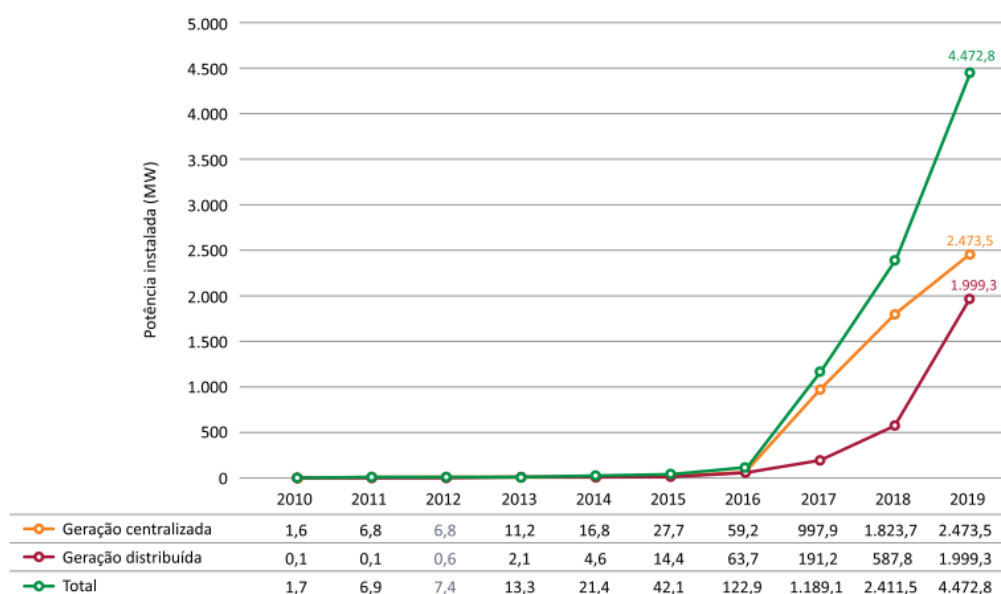
energia a partir de fontes renováveis, às perspectivas de redução do custo de geração e o aumento da eficiência da tecnologia fotovoltaica.

2.1.2 No Brasil

A capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, corresponde aproximadamente a 174,6 GW (21/janeiro/2021). Desse montante, 83% são provenientes de fontes renováveis, principalmente de origem hídrica, sendo 1,88% especificamente da fonte solar.

A grande extensão territorial e o elevado nível de irradiação solar existente no Brasil, representam um enorme potencial para a geração solar centralizada e distribuída. A energia solar no Brasil teve grande progresso a partir de 2016, em virtude de melhorias no marco legal da geração distribuída e sobretudo devido à redução no preço dos módulos fotovoltaicos. A Figura 3 apresenta o crescimento da capacidade instalada de geração de energia solar no Brasil.

Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia solar no Brasil (MW)

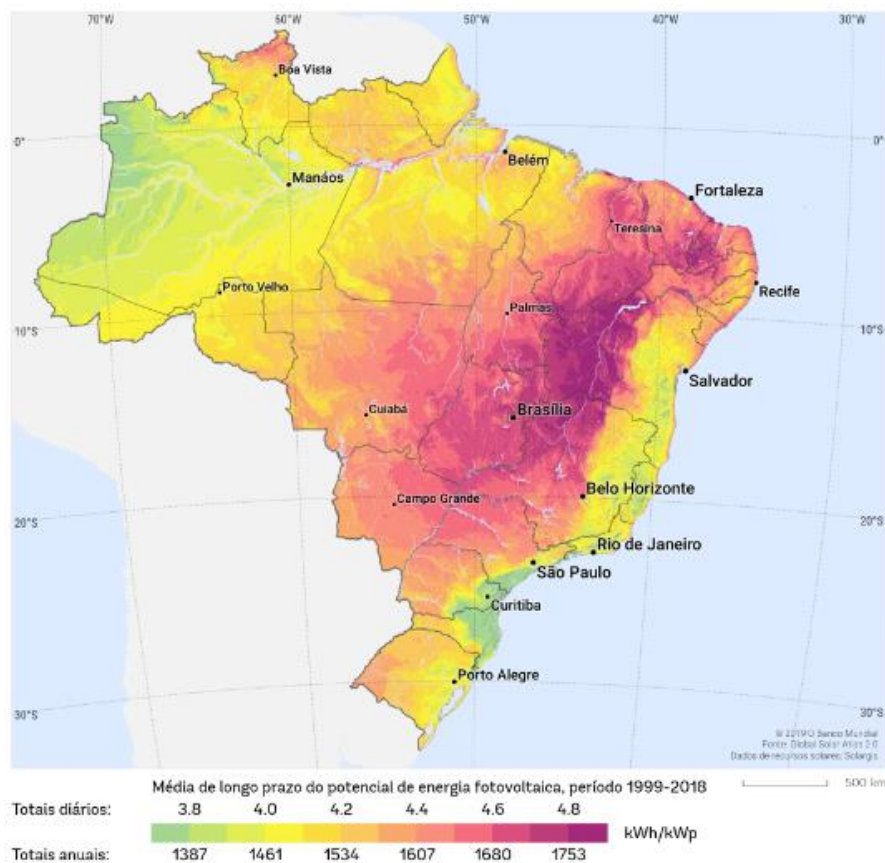


Fonte: ETENE, 2020 apud ANEEL (2020).

De acordo com o gráfico apresentado na Figura 3, de 2016 a 2019, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica alcançou 4,5 GW, sendo 2,5 GW em projetos centralizados e 2,0 GW em geração distribuída (ETENE, 2020).

No Nordeste, a predominância de outrora da fonte hídrica tem dado espaço ante a ascensão da fonte eólica e, mais recentemente, da fonte solar. Conforme a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) a região Nordeste, particularmente sua porção semiárida, se credencia a ser o destino preferencial de investimentos em geração de energia elétrica a partir da fonte solar, em que a elevada irradiação está associada à ocorrência de pouca precipitação e baixa nebulosidade ao longo do ano (ETENE, 2020) conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Mapa de recursos solares.



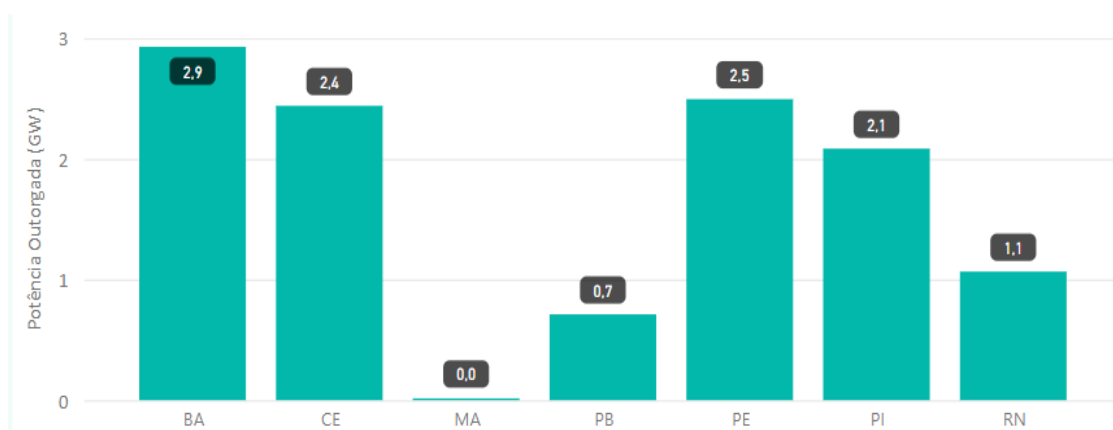
Fonte: Global Solar Atlas 2.0, Dados de recursos solares: SolarGIS.

Como mostra o mapa de recursos solares, a região Nordeste do Brasil possui os melhores parâmetros, apresentado a maior incidência de raios solares com valor médio

do total diário de irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m² e menor variabilidade interanual durante o ano (PEREIRA *et al.*, 2017).

No Nordeste, a fonte solar representa atualmente (21/janeiro/2021) 6,7% da capacidade instalada de geração de energia elétrica. A Bahia destaca-se por deter cerca de um terço da geração centralizada do Brasil (BEZERRA, 2020). Segundo os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que criou e controla o segmento de geração centralizada no Brasil, a Bahia é líder em geração de energia solar com 25% dos parques solares do Brasil. A capacidade instalada por estado do Nordeste é apresentada na Figura 5.

Figura 5 – Capacidade instalada por Estado do Nordeste



Fonte: ANEEL (2021).

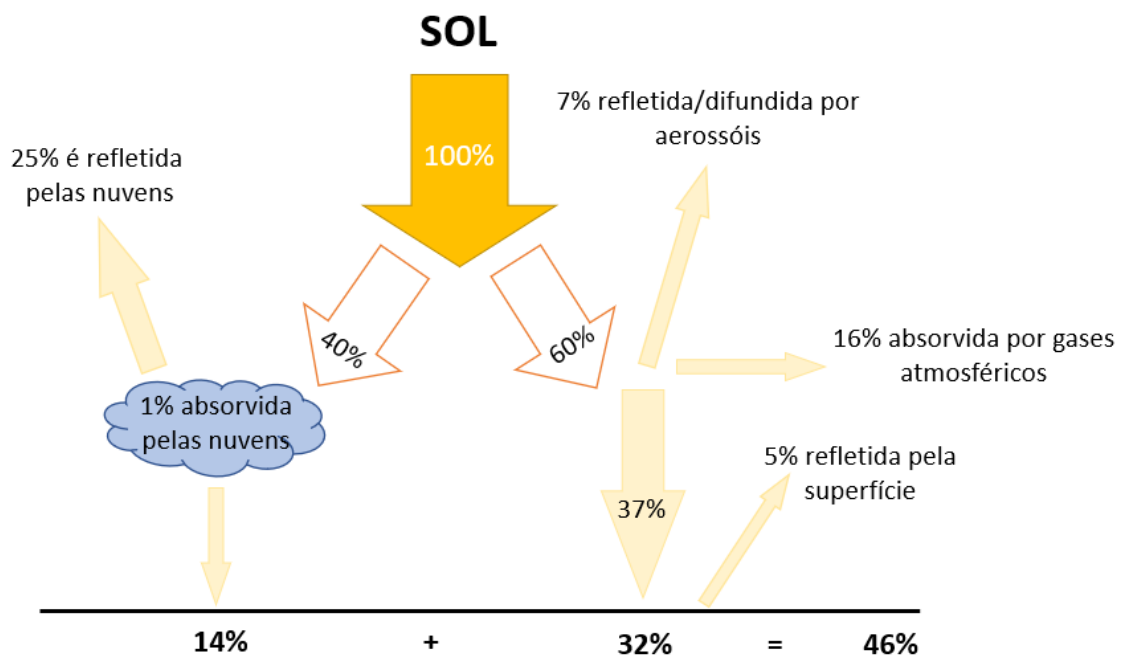
Os altos níveis de irradiação solar são um dos responsáveis pelo destaque da Bahia na geração de energia, totalizando 2,9 Gigawatts (GW) de capacidade instalada e 782 Megawatts (MW) de potência fiscalizada até o início de janeiro de 2021. O crescimento significativo no número de instalações deve-se à fatores como o aumento na tarifa de energia elétrica no Brasil, evolução tecnológica com a decorrente redução nos custos dos painéis solares, a necessidade de se ampliar o uso das energias limpas, os incentivos fiscais já regulamentados para o segmento e as amplas áreas aptas à implantação de parques solares na Bahia.

2.2 Recurso Solar

A radiação solar é a energia recebida pela Terra na forma de ondas eletromagnéticas, provenientes do Sol. É também a principal fonte de energia que o globo terrestre dispõe. Essa energia alimenta todos os processos físicos, químicos e biológicos, sendo uma das alternativas energéticas mais promissoras para os desafios deste século. A quantidade de energia emitida pelo sol é aproximadamente constante há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de $3,9 \cdot 10^{26} \text{ W}$ (LAZARADIS, 2011). No entanto, a intensidade da radiação diminui inversamente ao quadrado das distâncias do Sol, com isso o planeta recebe apenas dois bilionésimos da energia que sai da fonte (KLEISSL, 2013).

Na Figura 6 estão representados, de forma simplificada, os principais processos de interação da radiação solar no sistema Atmosfera-Terra.

Figura 6 - Processos de interação da radiação solar com a atmosfera terrestre.



Fonte: Adaptado de TORRES e MACHADO (2008)

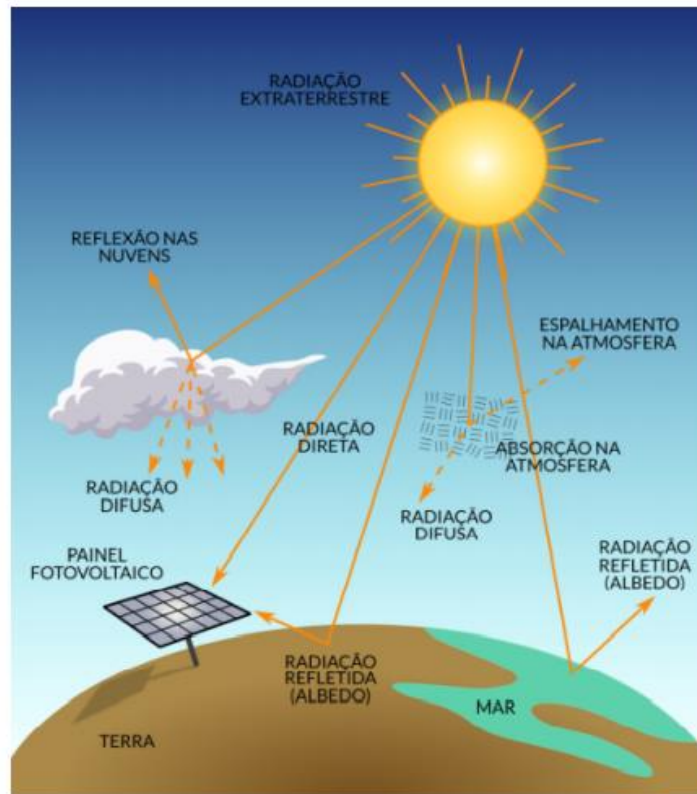
Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar sofre interações com diversos constituintes atmosféricos. Parte da radiação solar é espalhada, causado principalmente pela interação entre moléculas de ar, água e poeira, e parte é absorvida pelas partículas e moléculas presentes no ar, como vapor d'água, dióxido de carbono, ozônio e

compostos nitrosos. De acordo com Torres e Machado (2008), em média dos 100% da energia do Sol que chega no topo da atmosfera (TOA), como mostra na Figura 6, cerca de 40% incidem sobre as nuvens e desse total são absorvidos 1% e refletidos 25%, que se perdem para o espaço, chegando apenas 14% à superfície. Dos outros 60% que incidem sobre áreas sem cobertura de nuvens, 7% são refletidos ou difundidos por aerossóis, 16% absorvidos por gases atmosféricos, chegando 37% à superfície. Destes 51% que chegam à superfície, subtrai-se ainda 5% que são refletidos por esta, com isso, tem-se que cerca de 46% da energia que incide sobre a atmosfera é absorvida pela a superfície terrestre.

A quantidade de radiação solar recebida por uma superfície de área unitária, na unidade de tempo é chamada de densidade de fluxo radiativo. A essa densidade de fluxo denomina-se Irradiação solar, sendo que sua unidade de expressão é energia por área e por tempo, e no SI é dada em $joule\ m^{-2}\ s^{-1}$, ou em $watt\ m^{-2}$ (PEREIRA *et al.*, 2007). A irradiação solar, que incide sobre uma superfície de área unitária normal aos raios solares, sem os efeitos atenuantes da atmosfera, e a uma distância média Terra-Sol é definida como constante solar (S_0) e seu valor recomendado pela WMO, (*World Meteorological Organization*), é de $1367\ W/m^2$.

A Figura 7 mostra três componentes fundamentais da irradiação solar na superfície que são de interesse para a avaliação do recurso solar. A primeira, denominada de irradiação solar global no plano horizontal (GHI), é composta pelas irradiações direta (DNI) e difusa (DIF).

Figura 7 – Componentes da irradiação solar e suas interações com a atmosfera



Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017.

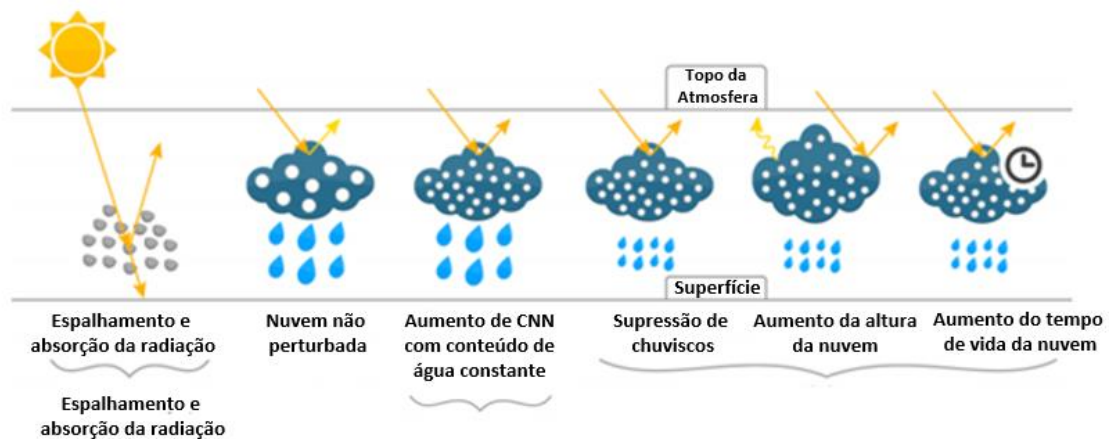
Conforme ilustra a Figura 7, a irradiação solar direta apresenta a parcela que não sofreu os processos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera. A componente difusa engloba a radiação proveniente de todas as demais direções que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera (MATHIESEN, 2011).

A irradiação solar global horizontal (GHI), objeto de estudo desta dissertação, é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal, ou seja, é a soma das componentes direta e difusa da irradiação. Sua disponibilidade espacial e temporal está intrinsecamente relacionada e influenciada por alguns fatores como nebulosidade, albedo, umidade relativa do ar, estação do ano, elevação solar e latitude.

As condições de nebulosidade são um dos fatores que mais influenciam a variação da radiação solar global, principalmente em locais de baixa latitude. O segundo fator mais importante que influencia o balanço da radiação são as partículas de

aerossóis em suspensão na atmosfera. Na presença de aerossóis espera-se uma diminuição da radiação solar que chega à superfície, devido à influência direta e indireta da presença de aerossóis. A Figura 8 ilustra os efeitos radiativos dos aerossóis na atmosfera.

Figura 8 - Diagrama esquemático mostrando os efeitos radiativos dos aerossóis e nos mecanismos de formação e desenvolvimento de nuvens



Fonte: Adaptado de FERNANDES (2018).

O efeito direto ocorre a partir do espalhamento ou de absorção de radiação solar pelas partículas. O efeito indireto ocorre devido ao fato de as partículas de aerossóis atuarem como núcleos de condensação de nuvens (NCN), podendo alterar as propriedades físicas e ópticas das nuvens, tais como distribuição do tamanho das gotas e albedo (LIMA, 2015). Estimar a quantidade de irradiação solar na superfície da terra torna-se mais desafiador quando se leva em consideração os efeitos da atmosfera no trânsito da radiação.

Para estimar a irradiação solar global incidente em uma região extensa, foram desenvolvidos modelos computacionais que utilizam parametrizações que simulam os processos radiativos que ocorrem na atmosfera por meio da solução numérica da equação de transferência radiativa. As parametrizações baseiam-se em dados coletados em superfície ou por satélites que permitem inferir as propriedades ópticas da atmosfera e, portanto, a contribuição de cada processo radiativo na transmitância atmosférica total da radiação solar (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006).

Dados de irradiação solar obtidos por modelos atmosféricos têm sido usados como uma ferramenta de avaliação de recursos solares (revisado na seção 2.3.1). Um número considerável de estudos também empregou modelos atmosféricos numéricos no contexto de previsão de curto prazo (Lorenz *et al.*, 2009; Rincón *et al.*, 2010; Lara-Fanego *et al.*, 2012; Perez *et al.*, 2013; Ohtake *et al.*, 2013). Esses estudos têm surgido nos últimos anos pois, uma vez que a energia solar renovável é inerentemente variável, sua integração na rede apresenta um grande desafio para operadores de rede e concessionárias.

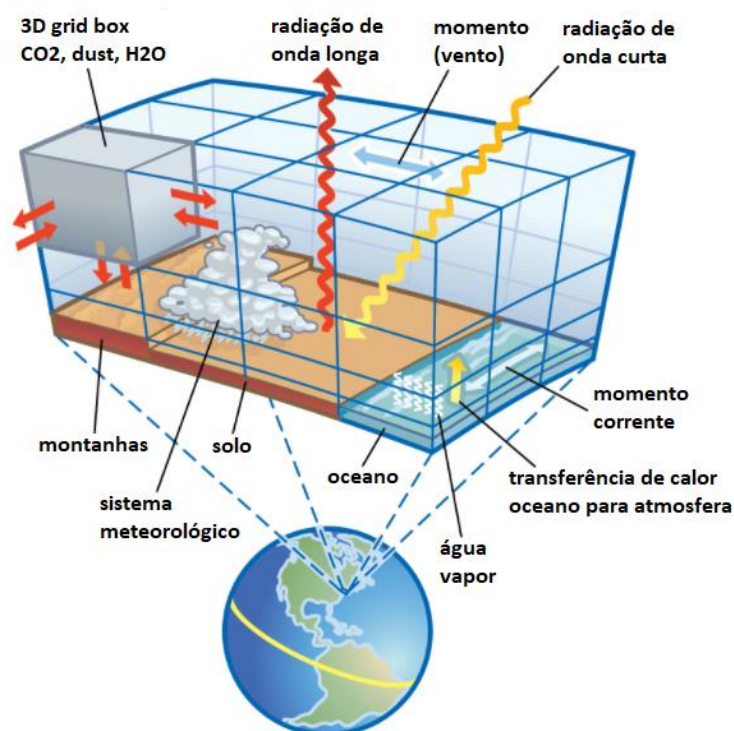
2.3 Modelos de Previsão Numérica do Tempo

Os avanços tecnológicos e científicos ocorridos no último século proporcionaram uma melhor representação da atmosfera e compreensão dos princípios físicos que governam seu fluxo e seus componentes, por meio de métodos de solução numérica das equações que representam cada parte desse sistema complexo (SAMPAIO e DIAS, 2014). A evolução da capacidade de processamento dos computadores e a ampliação da utilização de modelos matemáticos computacionais, possibilitou maior eficiência da Previsão Numérica do Tempo.

Os modelos numéricos de previsão de tempo (NWP, *Numerical Weather Predict*) são a principal ferramenta para produzir o prognóstico do estado da atmosfera, constituídos por um conjunto de equações governantes que simulam os processos físicos, dinâmicos e termodinâmicos descritas em forma numérica e resolvidas com auxílio de computadores.

As simulações do clima global são efetuadas recorrendo a modelos de circulação geral (GCMs – *General Circulation Models*) mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Estrutura esquemática de um modelo de circulação geral



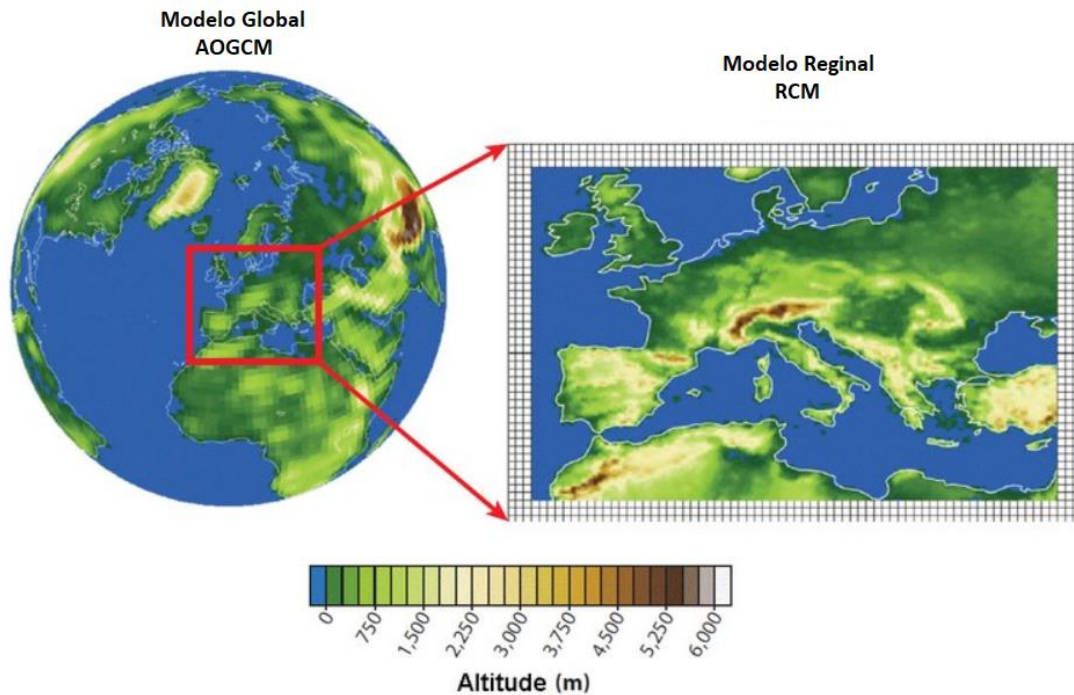
Fonte: Adaptado de RUDDIMAN (2000).

Conforme mostra a Figura 9, os modelos gerais de circulação retratam as interações entre os componentes do sistema climático, como a atmosfera, os oceanos e a superfície da Terra, contudo estes elementos são investigados separadamente dado que atuam processos diferentes em cada um deles. Deste modo, integram os modelos de circulação geral, os AGCMs (*Atmospheric General Climate Models*) que simulam as circulações presentes na atmosfera e o OGCMs (*Ocean General Climate Models*) que simulam as circulações oceânicas (GIORGI E GUTOWSKI, 2015).

Para todo planeta a previsão do tempo é executada pelos modelos globais com resolução horizontal em torno de 200 km, e são inicializados com condições iniciais de todo o globo. As restrições dos GCMs, principalmente devido às resoluções utilizadas, levaram à necessidade de desenvolver modelos que pudessem resolver processos de pequena escala. Assim, foram criados os modelos climáticos regionais (RCMs – *Regional Climate Models*) (HAUPT *et al.*, 2017) que possuem uma resolução mais fina numa área limitada, como mostra a Figura 10, ou seja, os modelos regionais são inicializados pelas condições de fronteira dos GCMs ou de reanálises. Os RCMs permitem solucionar

processos físicos em escalas menores e conseqüentemente revelam maior riqueza de detalhes, pois evidenciam melhor a superfície e os fenômenos regionais (FERRARI, 2018).

Figura 10 – Estrutura esquemática de modelo climático regional



Fonte: Adaptado de GIORGI E GUTOWSKI (2015).

Os modelos regionais requerem condições iniciais e de contornos laterais, que são fornecidos por modelos globais de baixa resolução, de modo que os erros provenientes destes contornos, também são fatores limitantes na utilização dos modelos de mesoescala e conseqüentemente na qualidade das previsões (BENDER, 2012). A evolução na habilidade dos modelos de previsão numérica do tempo nos últimos anos se deve ao aumento da potência dos supercomputadores, o que permite melhor resolução e menores aproximações numéricas nos modelos atmosféricos, além da melhor representação dos processos físicos nos modelos (CHAN *et al.*, 2015).

Os modelos numéricos de previsão do tempo são ferramentas importantes no desenvolvimento tecnológico e científico. Logo, faz-se necessário o acompanhamento do desempenho dos modelos e das parametrizações no estudo da dinâmica da atmosfera e, é nesse seguimento que este trabalho se embasa, através do uso do modelo numérico de mesoescala *Weather Research and Forecasting* (WRF-Solar).

2.3.1 Descrição do Modelo Weather Research and Forecasting WRF/WRF-Solar

O modelo numérico de mesoescala *Weather Research and Forecasting* (WRF) é parte de um sistema integrado, desenvolvido para a simulação numérica da atmosfera, para fins de pesquisa dos fenômenos atmosféricos de mesoescala, bem como para previsão operacional do tempo (BENDER, 2012). Ele foi desenvolvido nos Estados Unidos pela colaboração entre diversas instituições e agências governamentais como o *Mesoscale and Microscale Meteorology* (MMM), *National Center for Atmospheric Research* (NCAR), *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), *National Center for Environmental Prediction* (NCEP), *Forecast Systems Laboratory* (FSL), *Air Force Weather Agency* (AFWA), *Naval Research Laboratory*, e outros órgãos de pesquisa e desenvolvimento (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

Concebido para ser uma ferramenta de topo na arte da simulação atmosférica, com seu código de domínio público e disponibilizado gratuitamente, o modelo está sendo utilizado nas mais conceituadas Instituições de pesquisas brasileiras, entre elas o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Centro de Previsão de Tempo e Estudos climáticos (CPTEC), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Universidade de São Paulo (USP), Centro Universitário SENAI CIMATEC, dentre outras. Muitos estudos desenvolvidos para a modelagem numérica aplicada à atmosfera, têm se ampliando ao fato de que o modelo possibilita selecionar as opções que melhor descrevem a meteorologia da região de interesse.

Apesar do potencial dos modelos NWP para reproduzir a irradiação solar em escalas de tempo, os modelos NWP atuais muitas vezes não fornecem as previsões quantitativas mais adequadas para a indústria de energia solar, pois não levam em consideração os aerossóis atmosféricos na equação de transferência radiativa. A modelagem de aerossóis é frequentemente limitada a modelos que consideram explicitamente a química atmosférica. Por exemplo, o modelo *Weather Research and Forecasting* (SKAMAROCK *et al.* 2008) fornece a extensão WRF-Chem (*Weather Research and Forecasting coupled with Chemistry*) que leva em conta a química atmosférica (GRELL *et al.* 2005). Dados adicionais para inicializar a química (por exemplo, fontes de constituintes) são necessários para resolver equações químicas e prever aerossóis atmosféricos. Equações de reação química e a advecção de espécies químicas também aumentam consideravelmente o custo computacional e o tempo de

processamento. Essas limitações técnicas levam ao uso limitado de química atmosférica explícita em NWP para previsões de energia solar.

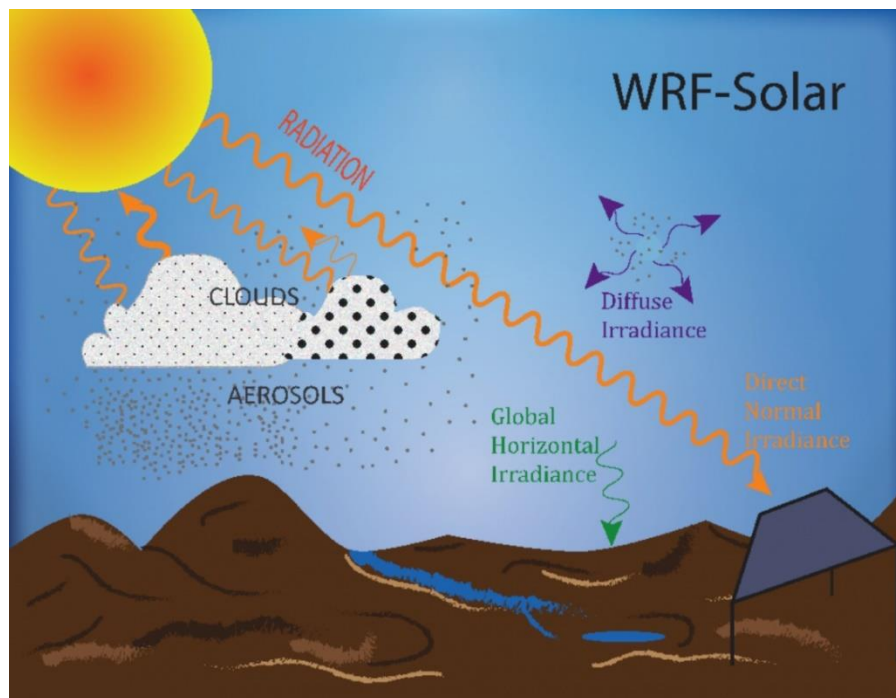
Além do efeito direto do aerossol (ou seja, interações aerossol-radiação), os aerossóis interagem com as partículas da nuvem para modular o albedo da nuvem e o tempo de vida. Isso é conhecido como o efeito indireto do aerossol e geralmente é considerado apenas em modelos NWP que resolvem explicitamente a química atmosférica, se for considerado. A maioria dos modelos tem raio de gota de nuvem e tamanho de cristal de gelo nas parametrizações de radiação e microfísica independente (STENSRUD, 2007). As nuvens são homogêneas quanto ao tamanho das espécies microfísicas interagindo com a radiação, impossibilitando o acoplamento necessário para o efeito indireto. Melhorar essas e outras características dos modelos NWP é desejável para fornecer uma melhor estrutura de modelagem da irradiação de ondas curtas que pode promover a implantação de instalações de energia solar (JIMENEZ *et al.*, 2015).

Este estudo foi realizado a partir de uma configuração específica do WRF, o sistema de modelagem WRF-Solar, o mais avançado modelo para o mapeamento do recurso solar. Haupt *et al.* (2018) discutem a problemática da modelagem da irradiação solar e apresentam um sistema de previsão de energia solar em desenvolvimento para os Estados Unidos, nomeado de SUN4CAST®. Em síntese, o sistema inicia a partir do diagnóstico das condições de tempo com imagens de satélite, medições solarimétricas e dos aerossóis atmosféricos, câmeras imageadoras de nuvens, seguido por diferentes tipos de modelagem (estatística, previsão numérica de tempo etc.), integração das simulações destes modelos para diferentes escalas de tempo até o pós-processamento final, com informações específicas para o setor elétrico e tomadores de decisão (RAMOS *et al.*, 2020). A ferramenta de previsão numérica de tempo usada neste sistema é o WRF-Solar, uma versão do WRF com uma série de aprimoramentos físicos desenvolvidos para atender às necessidades e aplicações da indústria da energia solar (JIMENEZ *et al.*, 2016).

O modelo baseia-se na estrutura de modelagem do WRF e foi desenvolvido por meio de um projeto financiado *Department of Energy* (DOE-USA) que busca melhorias nas previsões de irradiação global horizontal e irradiação direta normal. Os aprimoramentos introduzidos no WRF para criar o WRF-Solar se concentram em melhorar a representação do sistema de nuvem-aerossol-radiação (Jimenez *et al.*

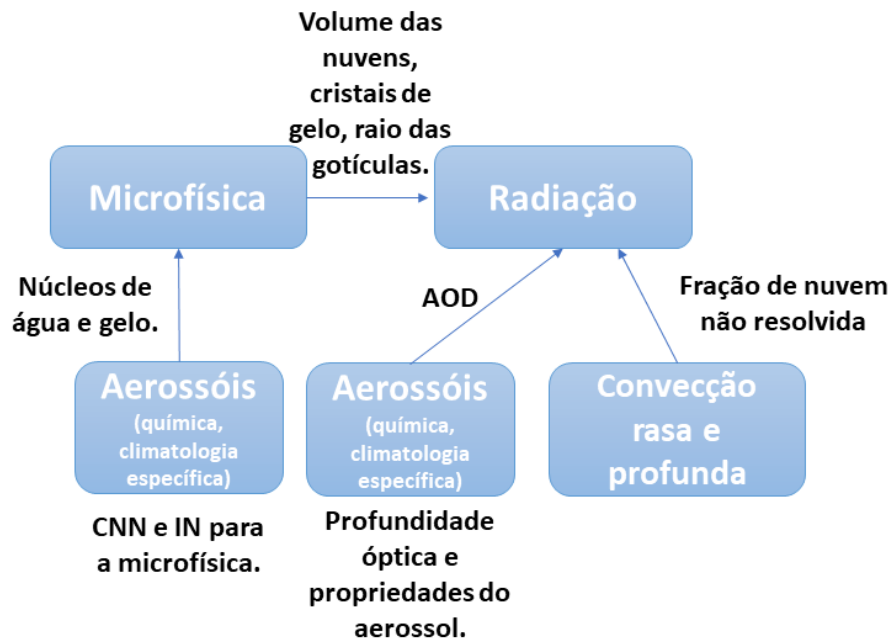
2016). A Figura 11 mostra ilustra os processos físicos incluídos no WRF-Solar e as diferentes componentes da irradiação e a Figura 12 apresenta o modelo conceitual que detalha as novas parametrizações que representam a interação do sistema Nuvem-Aerossol-Radiação e que serão discutidas detalhadamente ainda neste capítulo.

Figura 11 – Diagrama conceitual dos processos físicos implementado no WRF-Solar



Fonte: JIMENEZ, *et al.* (2015)

Figura 12 – Interações do sistema nuvem-aerossol-irradiação



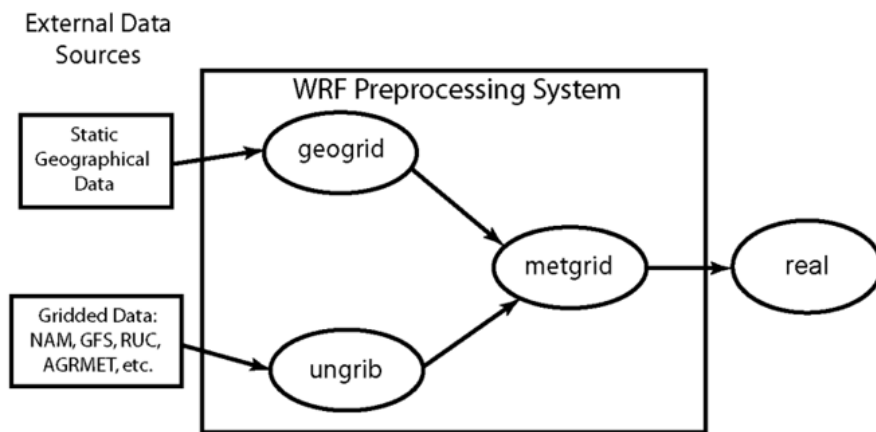
A Figura 12 ilustra as interações das novas parametrizações do modelo. Segundo Jimenez *et al.* (2016), resumidamente, os principais aperfeiçoamentos desenvolvidos no WRF-Solar são a disponibilidade das componentes de irradiação solar global horizontal (GHI), direta normal (DNI) e difusa horizontal (DIF); parametrização do efeito direto do aerossol com melhorias na representação das interações entre radiação solar – aerossol e radiação – nuvem (Ruiz-Arias *et al.*, 2014); parametrização do efeito indireto do aerossol, que inclui os processos físicos entre formação de nuvem e as propriedades higroscópicas de aerossol (Ginoux *et al.*, 2001; Thompson e Eidhammer, 2014; Thompson *et al.*, 2015); parametrização de nuvens de subgrade, resolvendo nuvens rasas e profundas e seus efeitos na radiação de onda curta (Deng *et al.*, 2014); implementação do algoritmo FARMS – *Fast All-sky Radiation Model for Solar Applications* (Xie *et al.*, 2016), que calcula a irradiação solar para cada passo de tempo do modelo.

Muitos trabalhos já ressaltaram os benefícios desses aperfeiçoamentos do modelo para previsão solar. O WRF-Solar reduz amplamente os erros na simulação com céu claro onde se torna primordial aferir adequadamente os impactos dos aerossóis atmosféricos (Jimenez *et al.*, 2016a). Os esforços contínuos estão direcionados para avaliar melhor o desempenho do WRF-Solar.

A estrutura de modelagem do WRF-Solar é a mesma do WRF, este possui uma variedade de opções de parametrizações físicas e dinâmicas, com dois núcleos de solução dinâmica: o *Advanced Research WRF (ARW)*, desenvolvido primariamente pelo NCAR, e o *Nonhydrostatic Mesoscale Model (NMM)*, desenvolvido pelo NCEP (OLIVEIRA, 2014). O núcleo dinâmico que será utilizado neste trabalho será o ARW visto que este apresenta mais parametrizações físicas do que o NMM.

O WRF-ARW é composto dos seguintes componentes principais: WPS, ARW e pós-processamento. A Figura 13 ilustra os componentes principais do WRF.

Figura 13 – Esquema simplificado da arquitetura do modelo WRF



Fonte: WRF (2020).

WPS (WRF Preprocessing System): O módulo de pré-processamento constituído de três programas, tem a tarefa de preparar as condições iniciais e de contorno. O conjunto de três programas, sendo estes o *geogrid*, *ungrib* e *metgrid*, interpolam dados estáticos de topografia e de uso e ocupação de solo e dados meteorológicos (*grib data*) para serem processados no programa '*real.exe*', onde está localizado o núcleo dinâmico. O *geogrid* define os domínios da simulação, a partir dos valores definidos pelo usuário no arquivo '*namelist.wps*'. Este programa também cria arquivos estáticos dos dados terrestres, interpolando os dados de uso de solo, altitude do terreno e outras características geográficas, para todas as grades do domínio. O *ungrib* lê e converte os arquivos GRIB em um formato intermediário. Esses dados GRIB contém as variáveis meteorológicas obtidas de um modelo de maior escala, que servirão como as condições iniciais e de fronteira lateral. O *metgrid* faz a interpolação dos dados meteorológicos

convertidos do formato GRIB para os domínios definidos pelo *geogrid* para serem inseridos no programa '*real.exe*' (SKAMAROCK et al., 2008) e (OLIVEIRA, 2014).

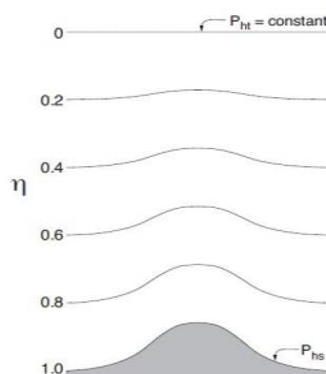
Os dados estáticos são concedidos pelo *United States Geological Survey* (USGS) com resolução de 10', 5', 2' e 30'', enquanto os dados meteorológicos são provenientes de previsões, análises ou reanálises de modelos globais de previsão numérica, tal como o *Global Forecast System* (GFS) do NCEP com resolução horizontal de 0,25°x0,25° e resolução temporal de 6h em 6h.

O núcleo ARW é responsável pelo processamento principal que primeiramente inicia-se pelo programa '*real*' e, posteriormente, pelo '*wrf*'. O ARW resolve a dinâmica dentro do modelo WRF, englobando também as parametrizações físicas. Neste núcleo dinâmico são resolvidas as equações compressíveis e não-hidrostáticas de Euler em escalas que variam de alguns metros a milhares de quilômetros. Tais equações são formuladas usando um sistema de coordenadas verticais de pressão que acompanham o relevo nos níveis mais próximos da superfície até o topo da fronteira superior do modelo, denominada coordenada *eta* η (SKAMAROCK et al., 2008).

$$\eta = (P - P_{top}) / (P_0 - P_{top}) \quad (1)$$

Sendo P a pressão em um determinado nível *eta*, P_{top} a pressão no topo do perfil atmosférico e P_0 a pressão na superfície. A Figura 14 ilustra o sistema de coordenadas verticais de pressão.

Figura 14 – Coordenada vertical



Fonte: SKMAROCK et al. (2008).

Nesse sistema de coordenadas verticais de massa, η assume valores entre 1 na superfície e zero no topo do domínio vertical do modelo.

Todos os cálculos que são executados pelo WRF-ARW com intuito de simular a atmosfera, são baseados em um conjunto de equações que represente de forma realística o máximo de processos físicos possíveis. A natureza não linear e caótica da atmosfera levou à elaboração de equações para descrever estes processos as quais, atualmente, não podem ser resolvidas analiticamente, tornando necessária a aplicação de métodos numéricos (LORENZ, 1963).

O uso de soluções numéricas não só acrescenta erros ao sistema, como também exige a discretização do espaço e do tempo para resolvê-las. Este processo estabelece que a solução seja feita em pontos específicos, distribuídos em uma grade sobre a região de interesse, e em cada nível vertical a cada passo de tempo (KITAWAGA, 2018). As equações não hidrostáticas de Euler são utilizadas para representar as propriedades conservativas do fluxo, em coordenadas verticais de pressão hidrostática (LAPRISE, 1992). As equações, na forma diferencial são:

Conservação da Quantidade de Movimento

$$\partial_t U + (\nabla \cdot \mathbf{V}_u) - \partial_x(p\phi_\eta) + \partial_\eta(p\phi_x) = F_U \quad (2)$$

$$\partial_t V + (\nabla \cdot \mathbf{V}_v) - \partial_y(p\phi_\eta) + \partial_\eta(p\phi_y) = F_V \quad (3)$$

$$\partial_t W + (\nabla \cdot \mathbf{V}_w) - g(\partial_\eta p - \mu) = F_W \quad (4)$$

Conservação da Energia Termodinâmica

$$\partial_t \Theta + (\nabla \cdot \Theta) = F_\Theta \quad (5)$$

Conservação da Massa

$$\partial_t \mu + (\nabla \cdot \mathbf{V}) = 0 \quad (6)$$

Equação geopotencial

$$\partial_t \phi + \mu^{-1}[(\mathbf{V} \cdot \nabla_\phi) - gW] = 0 \quad (7)$$

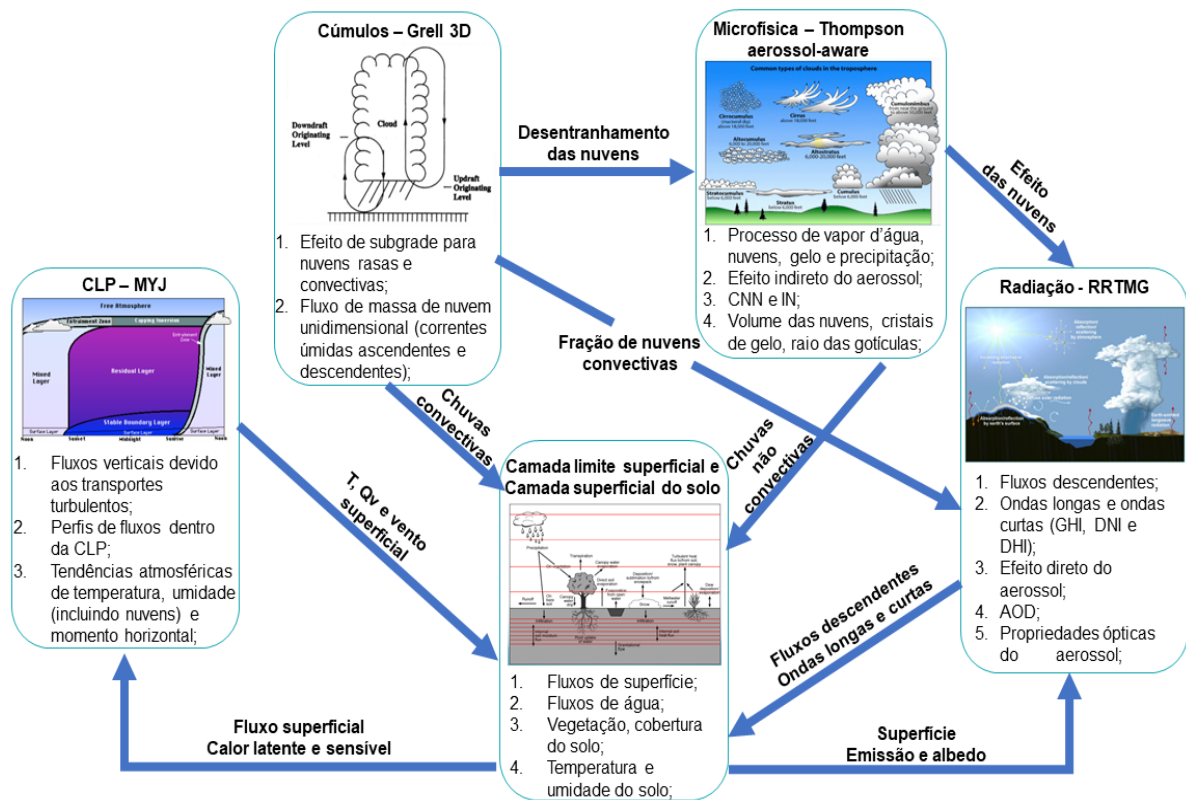
Equação do Estado Termodinâmico

$$p = p_0(R_d\Theta/p_0\alpha)^\gamma \quad (8)$$

Onde $V = \mu v = (U, V, W)$, $\theta = \mu\theta$; $\mathbf{v} = (u, v, w)$ são as velocidades covariantes nas direções horizontal e vertical; θ a temperatura potencial; $\phi = gz$ o geopotencial; p a pressão; $\alpha = 1/\rho$ o inverso da densidade; $\gamma = c_p/c_v$ a razão entre calores específicos para o ar seco, R_d a constante para o ar seco e p_0 a pressão de referência (tipicamente de 10^5 Pascals). Os termos F_U, F_V, F_W, F_θ representam as forçantes inerentes, segundo a física do modelo, mistura turbulenta, projeções esféricas e rotação da Terra. Além disso, o WRF considera o efeito da força de Coriolis e a inclusão da umidade do ar na equação de Euler.

Os processos físicos de pequena escala, denominados processos de sub-grade, não podem ser representados por equações dinâmicas de um modelo numérico. Por isso, o modelo WRF inclui esses processos físicos através de esquemas de parametrizações (TUCHTENHAGEN, 2013). Nesses esquemas são construídas, no lugar dos complexos modelos teóricos, fórmulas alternativas simplificadas para incluir os termos associados aos fluxos turbulentos de momento, calor e umidade que aparecem devido à integração das equações. As parametrizações são implementadas em módulos separados e estão divididas em: microfísica, radiação atmosférica, camada superficial, Modelo Solo-Superfície, Camada Limite Planetária e parametrização Cumulus (SKAMAROCK *et al.*, 2008). Dentro de cada módulo de parametrização citado, existem outros subconjuntos de parametrizações com o mesmo objetivo, resolver processos implícitos. O emprego de parametrizações é complexo e estas interagem entre si, isto é, qualquer alteração em uma das parametrizações pode afetar todas as outras, que, por sua vez, afetam toda a simulação. Assim, o uso de qualquer tipo de parametrização requer um estudo a fim de verificar quais representam melhor a região em que se pretende realizar a simulação. A seguir, são apresentadas as parametrizações utilizadas no estudo. A Figura 15 apresenta a interação entre os esquemas de parametrizações empregadas.

Figura 15 - Interações entre os esquemas de parametrizações



Os esquemas de parametrização física interagem entre si de maneira não linear com o núcleo dinâmico do modelo, conforme o esquema representado na Figura 15. Os esquemas de parametrizações de microfísica incluem processos explicitamente resolvidos para o vapor de água, nuvem e precipitações. No estudo foi adotado o esquema Thompson *aerosol-aware*. Este esquema é relativamente sofisticado e é o mais indicado para o uso com o WRF-Solar. A parametrização inclui processos de nuvem, gelo e água, bem como considera os impactos de aerossóis no desenvolvimento de nuvens e precipitação. Para fornecer uma representação fisicamente mais consistente dos feedbacks de radiação - nuvem, o WRF-Solar adota a nova abordagem de passar o raio efetivo das gotículas de nuvem, gelo e partículas de neve da microfísica para a parametrização de radiação (ondas curtas e longas). Esta interação afeta o albedo da nuvem e ativa o efeito indireto do aerossol, a fim de acoplar completamente o sistema de nuvem-aerossol-radiação. As espécies de aerossóis são classificadas em aerossóis higroscópicos e não higroscópicos. As duas espécies são atualmente inicializadas a partir de uma climatologia mensal tridimensional das concentrações do número de aerossóis

geradas a partir do modelo *Goddard Chemistry Aerosol Radiation and Transport* (GOCART). Os aerossóis são advectados com a dinâmica do modelo. Em uma etapa de tempo correspondente a uma chamada para a física da radiação, o coeficiente de extinção é calculado e passado para a parametrização do aerossol (Ruiz-Arias *et al.* 2014) para a radiação. Desta forma, o WRF-Solar fornece uma representação totalmente acoplada do sistema aerossol-nuvem-radiação (JIMENEZ, *et al.*, 2016).

Os esquemas de radiação de onda longa e curta fornecem o aquecimento atmosférico devido ao balanço de calor entre Radiação de Ondas Curtas (ROC), incidente no solo, e a Radiação de Ondas Longas (ROL), emitidas pela superfície. Para a parametrização da radiação, nos processos envolvendo ondas longas e ondas curtas, foi utilizado o esquema RRTMG (*Rapid Radiative Transfer Method*), descrito em (IACONO *et al.* 2008) é o esquema adequado na modelagem com o WRF-Solar pois ao ativá-la a parametrização de ondas curtas RRTMG infere o efeito direto dos aerossóis e os utiliza para solucionar irradiâncias difusas e diretas. Os valores de AOD (profundidade óptica do aerossol) permanecem constantes ou mudam lentamente durante o período de simulação (JIMENEZ *et al.*, 2016). Essa parametrização permite ao usuário impor propriedades ópticas do aerossol (Ruiz-Arias *et al.* 2014), e considera os efeitos da umidade. A parametrização requer o AOD total em 0,550 μm (visível) e a especificação do tipo de aerossol predominante. O conhecimento do tipo de aerossol predominante permite estimar as propriedades ópticas restantes do aerossol, incluindo o albedo de espalhamento único e o fator de assimetria.

Os esquemas de parametrizações de cúmulos são responsáveis pelos efeitos de escala de subgrade para nuvens rasas e convectivas e é destinada a representar os fluxos verticais devido aos movimentos ascendentes, descendentes e compensatórios fora das nuvens em escalas não resolvidas pela grade do modelo. Os esquemas de nuvens *cumulus* operam somente em colunas individuais que fornecem perfis verticais de temperatura e umidade. A parametrização de *cumulus* não deve ser usada em espaçamento de grades menores que 5 km. Nesta pesquisa foi usada a parametrização de cúmulos Grell-3D. Grell 3D é um melhoramento da parametrização de Grell e Devenyi (2002) que pode ser usado em alta resolução. Eles introduziram uma parametrização cúmulos por conjunto em que simultaneamente múltiplos esquemas de convecção e variações são rodados para todos os elementos de malha, produzindo uma média dos resultados. O WRF-Solar

também inclui um esquema de cumulus superficial implementado anteriormente no modelo de mesoescala MM5 (Deng *et al.* 2003).

Os esquemas da camada limite superficial determinam as velocidades de atrito e os coeficientes de troca que permitem o cálculo do aquecimento da superfície e dos fluxos de umidade nos modelos de solo-superfície e da turbulência superficial no esquema da camada limite planetária. Os fluxos de superfície neste trabalho foram calculados de acordo com a Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov (1954). Para este trabalho foi escolhido o esquema *Eta Similarity* que também inclui um esquema de condensação parcial para melhorar a previsão de precipitação.

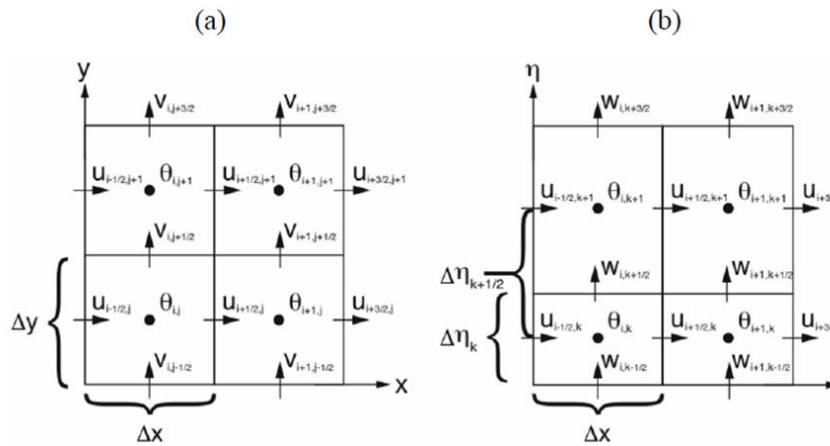
A parametrização da camada limite planetária determina os perfis de fluxo dentro da camada limite convectiva e na camada estável, bem como fornecem tendências atmosféricas de temperatura, umidade e momento em toda a coluna atmosférica (SKAMAROCK *et al.*, 2008). As simulações deste trabalho foram realizadas utilizando o esquema de camada limite *Mellor-Yamada-Janjic* que usa termos contra gradientes para representar fluxos devidos a gradientes não locais, adicionando um tratamento explícito de camada de entranhamento no topo da CLP.

A parametrização da superfície do solo reúne os dados atmosféricos obtidos pelo esquema da camada superficial, de precipitação pelos esquemas microfísicos e convectivos, e de radiação pelo esquema de radiação (SKAMAROCK *et al.*, 2008). O esquema utilizado foi o modelo de solo-superfície Noah LSM (*Land Surface Model*) de quatro camadas que inclui zona radicular, de evapotranspiração, drenagem do solo e escoamento superficial, e considera categorias de vegetação, fração e textura do solo. O esquema disponibiliza fluxos de calor sensível e latente para o esquema de CLP.

Uma descrição ainda mais detalhada do modelo pode ser encontrada em seu manual e em Skamarock *et al.* (2008).

O sistema de grade utilizada pelo modelo é a grade alternada do tipo C de Arakawa (ARAKAWA *et al.*, 1977) para discretização espacial das variáveis. Nessa grade as variáveis termodinâmicas e de umidade são definidas no mesmo ponto de grade, enquanto as componentes horizontais de velocidade do vento u e v são normais a respectivas células da grade, conforme ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Grade do tipo C de Arakawa para componente horizontal (a) e componente vertical (b)

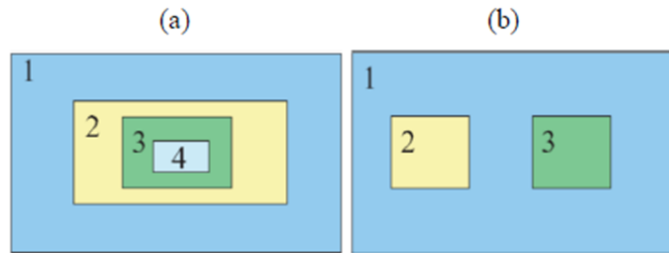


Fonte: SKAMAROCK *et al.* (2008).

Os comprimentos em ponto de grade Δx e Δy são constantes na formulação do modelo, e $\Delta \eta$ representa o espaçamento entre dois níveis verticais (SKAMAROCK *et al.*, 2008). No decorrer da simulação ocorre a interpolação das malhas ao longo das camadas verticais. Na integração temporal, o modelo utiliza o esquema *Runge-Kutta* de 3ª ordem para ondas de baixa frequência, já para ondas acústicas de alta frequência o esquema de integração é feito em pequenos passos de tempo a fim de manter a estabilidade numérica.

O WRF-ARW possibilita a interação entre grades ou aninhamento horizontal de grades, permitindo a resolução espacial focar sobre a região de interesse pela inserção de um ou mais domínios internos no domínio da simulação. A interação entre os domínios pode ser unidirecional (*one-way*) e bidirecional (*two-way*). Em ambos os casos, as condições de contorno da grade menor (domínio interno e malha fina) são interpoladas a partir da previsão gerada pela grade maior (domínio externo e malha grossa). A Fig.17(a) e 17(b) ilustram a interação e interpolação entre as grades 1→2→3→4; 1→2 e 1→3, respectivamente. Na integração do sistema em um sentido (*1-way*), ocorre à troca de informações entre os domínios (MORALES, 2013). Ou seja, da maior para a menor. Ao passo que, na integração do sistema em ambos os sentidos (*2-way*), ocorre à troca de informações entre os domínios nas duas direções. Ou seja, em ambos os sentidos, tanto da maior para a menor como da menor para a maior.

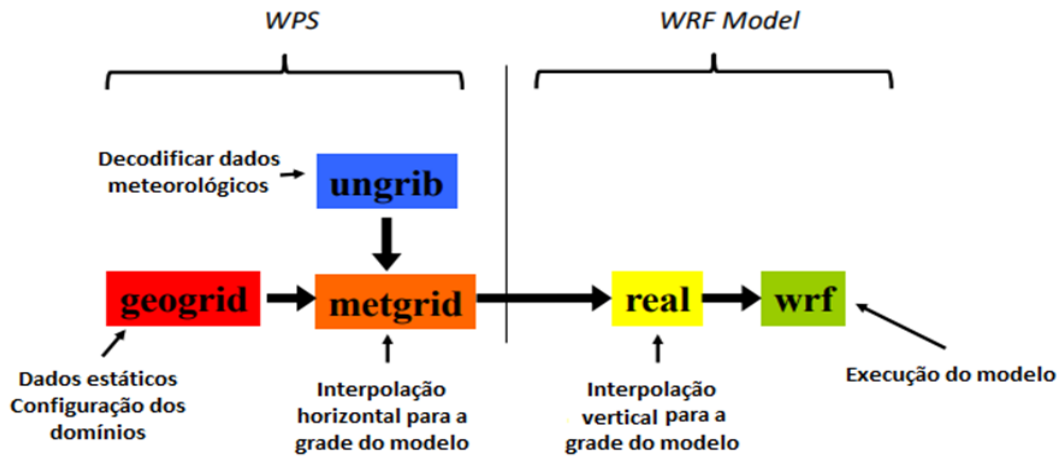
Figura 17 – Aninhamentos de grades permitidos pelo modelo WRF em (a) e (b)



Fonte: SKAMAROC *et al.* (2008).

Após a etapa de interpolação e o equilíbrio dinâmico vertical dos dados, o ‘real’ encaminha as informações para o ‘wrf’, onde o modelo é executado. Por fim, na etapa do pós-processamento o *ARWpost* gera um arquivo (formato NetCDF) que converte as saídas do modelo (NCAR, 2017). O pós-processamento pode ser feito com emprego de diversas ferramentas gratuitas (Python, VERDI, Grads, etc.). A estrutura operacional do WRF representada na Figura 18.

Figura 18– Fluxo dos programas WPS e WRF



Fonte: Adaptado de WANG (2020).

2.4 Revisão Bibliográfica dos Modelos WRF e WRF-Solar

Diversos são os trabalhos de estimativa da radiação solar global no Brasil e no mundo utilizando o modelo WRF, porém com a inclusão do novo sistema de modelagem WRF-Solar já não se encontram muitos trabalhos com aplicação no Brasil. Dentre os trabalhos de estimativa de irradiação solar com os modelos WRF e WRF-Solar destacam-se LARA-FANEGO *et al.*, (2012); PEREZ *et al.*, (2013); FONSECA *et al.*, (2014); DIAGNE *et al.*, (2014); PORRINI *et al.*, (2015); ZEMPILA *et al.*, (2016); JIMENEZ *et al.* (2016); BRANCO *et al.* (2018); GUEYMARD e JIMENEZ (2018); GAMARRO *et al.* (2018); ZHOU *et al.* (2018); SENEGERS (2018); PEREIRA *et al.* (2019); YANG *et al.* (2019); D'ISIDORO *et al.*, (2020), GENTILE *et al.* (2020); PRASAD e KAY (2020) ao redor do mundo. Para o Nordeste brasileiro e para o Brasil destacam-se TIBA (2000); LIMA (2015) e CAMPOS (2018).

LARA-FANEGO *et al.*, (2012) investiga a confiabilidade do modelo WRF na previsão da irradiação global horizontal (GHI) no sul da Espanha. As previsões foram feitas para diferentes estações do ano, e três condições de céu claro, nublado e encoberto. Os resultados mostraram que o modelo WRF foi capaz de prever, no entanto, os valores do erro médio (MBE) e raiz do erro quadrático (RMSE) apresentaram uma dependência acentuada das condições do céu e da estação do ano. Particularmente, para o lead time de 24 horas, o MBE do GHI previsto foi de 2% para céu claro e 18% para condições nubladas. Em relação aos valores RMSE, os resultados variaram de menos de 10% em céu claro a 50% em tempo nublado. Em geral, foi observado um incremento dos valores de MBE e RMSE com a nebulosidade.

FONSECA *et al.*, (2014) relata a sensibilidade do WRF a diferentes resoluções de malha e parametrizações do modelo, com o objetivo de sugerir uma configuração padrão as simulações do WRF para alimentar um modelo solar. Os resultados não apontam claramente para um conjunto de esquemas de parametrização, e resolução de malha que seja o melhor em todas as situações, concluindo que as parametrizações devem ser selecionadas, considerando o tipo de clima de uma dada região. A importância da resolução de malha e número de domínios de cálculo depende da complexidade do local.

DIAGNE *et al.* (2014), utiliza um modelo estatístico *Kalman filter* para melhoria das previsões de irradiação solar do modelo WRF. As simulações tiveram resolução de 3km e condições iniciais do modelo global GFS. Inicialmente as previsões são

comparadas com medição em solo, a fim de avaliar o desempenho do modelo. Na última etapa, aplicou-se o método de pós-processamento (*Kalman filter*). Os resultados do MBE permitiram concluir que o modelo superestima a GHI em condições de céu claro. No entanto, o modelo subestima a GHI em condições de céu nublado. Durante o inverno, o MBE relativo obtido do WRF é próximo de 20% e o RMSE relativo é de aproximadamente 45%. Para 60% da temporada de verão, o MBE relativo está próximo de 18% e o RMSE relativo é de aproximadamente 43%. Esses resultados confirmam que o modelo WRF é confiável para dias de céu claro.

ZEMPILA *et al.*, (2016) avalia as parametrizações de onda curta DUHDIA, RRTMG e GODDARD do WRF, na previsão da irradiação global horizontal (GHI) na Grécia. Neste trabalho concluiu-se que todos os esquemas apresentaram melhor desempenho em condições de céu claro devido à capacidade limitada do modelo WRF de simular com precisão das variações da irradiância sob condições nubladas, especialmente porque as propriedades das nuvens e sua posição exata não podem ser previstas com precisão pelos modelos NWP, bem como pelo fato de que as estimativas do modelo representam condições médias sobre uma grade específica, enquanto as medições são representativas de um único local. O esquema Dudhia teve melhor desempenho, porém com uma leve diferença. A GHI é superestimada para todos os esquemas entre aproximadamente 40 a 70%.

BRANCO *et al.*, (2018) avalia o desempenho do modelo WRF na previsão de irradiação solar no Uruguai utilizando condições iniciais do modelo GFS e compara os resultados do modelo com dados medido em superfície. Foi encontrado um desvio quadrático médio na região que varia ligeiramente com o horizonte temporal entre 33,7% e 35,0% da média das medidas para a previsão de 1 a 3 dias em diante. Um ligeiro aumento no rRMSE é observado e a variabilidade de desempenho entre as estações é pequena. Para a previsão de 1 dia, o indicador rRMSE varia entre 30% e 36% nos diferentes sites. Em 2 dias, o desvio RMSD está entre 30-38% e em 3 dias entre 31-38%. Desvios MBE positivos foram encontrados, entre 19-24%.

PEREIRA *et al.*, (2019) propõe a melhoria dos resultados da estimativa de irradiação solar produzidos pelo modelo WRF utilizando um novo procedimento de acoplamento offline (OCP). O procedimento de *acoplamento offline* é um conjunto de rotinas responsáveis pela introdução de recursos adicionais de escala de sub-grade

(efeitos de terreno) não devidamente capturados pelas simulações WRF. As simulações são realizadas para o período de um ano com resolução de 1 km. Indicadores estatísticos associados à simulação da irradiação anual com o modelo revelam um rMBE variando de 4,2 a 9,7 e o rRMSE de 19,1 a 52,9. Quando realizado o OCP, os resultados tiveram uma melhora de 88,4%.

D'ISIDORO *et al.*, (2020), utiliza o modelo WRF na estimativa do recurso solar e eólico para o ano de 2015 no Lesoto localizado na África. As simulações tiveram resolução de 1 km. Os resultados das simulações foram comparados com dados observacionais em superfície. A simulação foi repetida utilizando quatro configurações diferentes com o objetivo de estabelecer a melhor configuração a partir da comparação com observações. Os resultados mostraram uma boa concordância entre as simulações de medições. O modelo tende sempre a superestimar um pouco os valores máximos alcançados ao longo do dia. Os resultados do viés normalizado para o ano foram de 9,3% com correlação de 0,93.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.* 2017) foi uma importante contribuição do LABREN e seus colaboradores no campo da meteorologia da energia. Este atlas utiliza o que há de mais moderno em termos da integração entre sensoriamento remoto, modelos físicos e técnicas estatísticas para mapear o recurso solar no país, com baixos índices de incerteza e grande confiabilidade. O Atlas mostra que a média anual de irradiação global apresenta boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo o país. O valor máximo de irradiação global, 6,5 kWh/m², ocorre no Norte do estado da Bahia, próximo à fronteira com o estado do Piauí. A menor irradiação solar global, 4,25 kWh/m², ocorre no litoral norte de Santa Catarina (LIMA, 2015).

No Nordeste do Brasil, LIMA (2015) avaliou a capacidade do modelo de mesoescala WRF, em representar a radiação solar da região. Neste trabalho foram testadas várias parametrizações, o que caracterizou através do desempenho, quais são as melhores parametrizações para determinadas regiões do Nordeste. A fim de validar o modelo, utilizam-se métricas estatísticas, como *Root Mean Square Error* (RMSE), viés, correlação de Pearson, empregadas na comparação entre os dados simulados e observados. A melhor combinação de parametrizações da região que o Vale São Francisco está inserido, obteve um RMSE superior a 40% e o coeficiente de correlação

superior a 0,6. Este estudo também destaca o comportamento do WRF em superestimar a radiação solar, mostrando que os menores valores de MBE foram melhores para os meses do ano com maior incidência solar.

CAMPOS (2018) também avaliou a capacidade de um modelo numérico mesoescala em simular a evolução dos processos atmosféricos na região Sudeste do Brasil de forma a possibilitar seu uso para previsão de irradiância solar. As saídas do modelo foram refinadas utilizando redes neurais artificiais. Em relação aos resultados do modelo WRF, o estudo mostra que o modelo superestima a irradiação solar com valores do Bias de 15% (junho) a 67% (outubro). Embora altos valores do Bias, os coeficientes de correlação estão em sua maioria acima de 70%. O estudo também mostra que a utilização de redes neurais no pós-processamento das saídas do modelo, reduziram o erro sistemático do WRF.

O WRF-Solar foi desenvolvido para atender às necessidades específicas da indústria de energia solar, reduzindo ao mesmo tempo, a dificuldade da complexa modelagem de aerossóis. O modelo WRF-Solar está sendo operacionalmente executado desde 2015 e foi desenvolvido a partir de um projeto financiado pelo *Department of Energy* (DOE-USA) que busca melhorias nas previsões da Irradiação Global Horizontal (GHI) e Irradiação Direta Normal (DNI) (JIMENEZ *et al.*, 2015).

O sistema de modelagem WRF-Solar é o mais avançado modelo para o mapeamento do recurso solar. Muitos trabalhos no mundo já destacaram a sua importância e melhoria nos resultados das simulações, isto porque, esse modelo se concentra em melhorar a representação do sistema de nuvem-aerossol-radiação. As novas configurações incluem uma nova parametrização de aerossol que permite fornecer uma quantificação precisa da atenuação do aerossol, a interação destes com a microfísica da nuvem e um algoritmo de rápida transferência radiativa que permite estimar a irradiância solar com alta resolução temporal e baixo custo computacional (JIMENEZ *et al.*, 2015; RUIZ ARIAS *et al.*, 2015; GAMARRO *et al.* (2018); GUEYMARD *et al.*, 2018).

JIMENEZ *et al.* (2016) apresenta o desenvolvimento do modelo junto com uma caracterização abrangente do desempenho do modelo para previsão durante céu limpo. O desempenho é avaliado incluindo experimentos usando diferentes parametrizações de aerossóis. O estudo evidencia melhorias na obtenção de estimativas das

componentes de irradiação, destacando a redução do RMSE nas simulações do WRF-Solar em comparação com as do WRF padrão. Os resultados mostram uma melhora do GHI, DNI e DIF sob previsões de céu claro. Em média, o GHI é aprimorado em 46%, o DNI em 60% e o DIF em 70%.

GUEYMARD e JIMENEZ (2018), investigaram o desempenho do WRF-Solar ao prever a irradiação solar em um ambiente desértico do Kuwait. Nesse ambiente árido, as condições sem nuvens são predominantes, enquanto a profundidade óptica do aerossol (AOD) é altamente variável, interferindo na irradiação direta normal (DNI) e, em menor grau, a irradiação global horizontal (GHI). O estudo compara o modelo *Fast All-sky Radiation* (FARMS) com o modelo mais estabelecido de Transferência Radiativa para GCMs (RRTMG). O artigo conclui que sob condições de céu claro, os dois modelos concordam satisfatoriamente, mas nem sempre é capaz de prever as variações da irradiação com precisão, sob condições nubladas.

GAMARRO *et al.* (2018) testaram o desempenho do WRF-Solar em Nova York. Os dados modelados foram comparados com dados de oito estações meteorológicas. O estudo mostra que o WRF-Solar obteve bons resultados na previsão da GHI com um valor médio de R^2 de 0,93 e o erro médio de 11,08% para condições de céu limpo. Para condições de céu nublado o R^2 foi de 0,76 e o erro médio de 20,31%. Quando comparado a estudos anteriores (por exemplo, Lara-Fanego *et al.*, 2012), o modelo WRF-Solar apresentou valores mais baixos de MAE e RMSE sob céu limpo. Essas discrepâncias foram atribuídas à falta de representação de aerossóis no modelo WRF.

Com o objetivo de melhorar a previsão de irradiação solar, GENTILE *et al.* (2020) avaliou o impacto da assimilação de dados tridimensionais (3D-Var) da irradiação solar do SEVIRI (*Spinning Enhanced Visible and Infrared Imager*) a bordo do satélite geoestacionário *Meteosat Second Generation* (MSG) na Itália foi utilizando o modelo WRF-Solar. O desempenho do modelo foi analisado tanto em condições de céu claro como em céu nublado. Para condições de céu claro o modelo foi testado sem assimilação e para céu nublado foram realizadas simulações com assimilação de dados 3D-VAR. Os índices estatísticos confirmam que a superestimação do GHI do modelo é menos pronunciada quando a assimilação é ativada. Na primeira hora de simulação o RMSE é reduzido de 185 para 173 W/m^2 e o MBE de 54 para 49 W/m^2 . Os resultados desses testes preliminares mostram que a assimilação de dados de satélites

geoestacionários aumenta o desempenho do modelo WRF-Solar principalmente na faixa de curto prazo das previsões.

PRASAD e KAY (2020) avalia o desempenho do modelo WRF-Solar ao simular as diferentes componentes da irradiação solar em dias de alta intermitência em Mildura na Austrália. As condições iniciais e de contorno da simulação foram provenientes do modelo ERA-Interim, e sendo a simulação com quatro domínios aninhados com resoluções de (45, 15, 5, 1,7) respectivamente. Os dados simulados foram validados com dados observacionais de superfície. Os resultados mostram que de GHI, DNI, DIF em condições de céu claro, produzem erros (RMSE) de 134 W/m, produzem erros (RMSE) de 134 W/m², 248 W/m² e 67 W/m², respectivamente. Estes erros aumentaram para 200 W/m², 400 W/m² e 100 W/m² em dias altamente intermitentes. No geral, o WRF-Solar teve um desempenho melhor para a GHI e DNI em comparação com o WRF padrão quando comparado com estudos relevantes conduzidos perto do local de Mildura.

Recentemente, estudos utilizando o WRF-Solar no Brasil, como o Atlas Solar da Bahia trouxe resultados significativos com o mapeamento solar da Bahia, mostrando o potencial promissor do Estado na geração de energia solar. Isto foi o fator determinante para avaliar a radiação na região de interesse desta dissertação. O projeto é fruto de um convênio assinado entre as Secretarias de Ciência, Tecnologia e Inovação do Estado da Bahia (Sectii) e Infraestrutura (Seinfra) e o Senai Cimatec. O detalhamento segue uma escala de 2 km x 2 km no domínio D03 e utiliza condições iniciais e de contorno do Centro Europeu de Previsões Meteorológicas em Médio Prazo – ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*).

SEHNEM (2018), destaca a influência de parametrizações de aerossóis no modelo WRF no Estado do Rio Grande do Sul com uma escala de 5 km. O estudo utiliza parametrizações específicas para previsões de irradiância do WRF-Solar em conjunto com o WRF. Os resultados mostraram que o uso das novas parametrizações físicas do WRF-Solar melhoraram significativamente os resultados quando comparados com uma rodada típica do WRF, resultando em um erro menor. Nesta simulação obteve-se um erro médio de 12,26 W/m² e erro quadrático médio de 31,08 W/m², estes valores resultaram da média de todas as estações automáticas.

3. METODOLOGIA

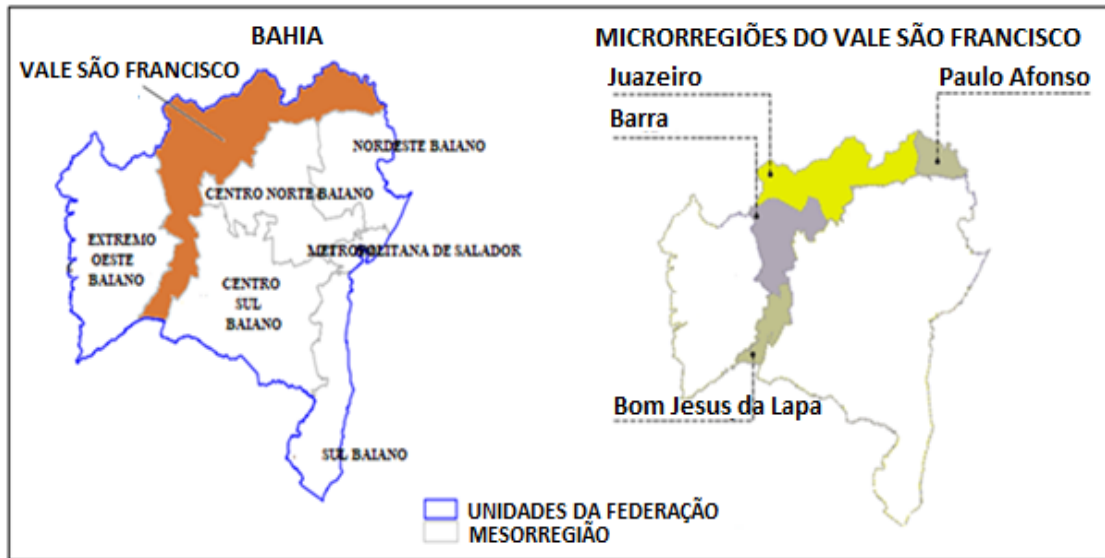
Este capítulo descreve as metodologias utilizadas no presente estudo e está dividido em 3 partes principais. A Seção 3.1 apresenta uma breve descrição da região de estudo, onde são abordados os aspectos climatológicos de cada microrregião do Vale. A Seção 3.2 faz uma descrição do modelo meteorológico WRF-Solar e detalha as configurações da modelagem. Por fim, a seção 3.3 descreve os registros observados e o processo de validação do modelo WRF-Solar.

3.1 Área em estudo

A bacia do Rio São Francisco é uma das maiores bacias hidrográficas brasileiras, esta integra e conecta o Sertão brasileiro às outras regiões do Brasil. O Rio da integração Nacional, como é conhecido o Rio São Francisco, possui 639.219 km² de área de drenagem (cerca de 8% do País), abrangendo sete unidades da Federação, Bahia (48,2%), Minas Gerais (36,8%), Pernambuco (10,9%), Alagoas (2,2%), Sergipe (1,2%), Goiás (0,5%), e Distrito Federal (0,2%) (ANA, 2014).

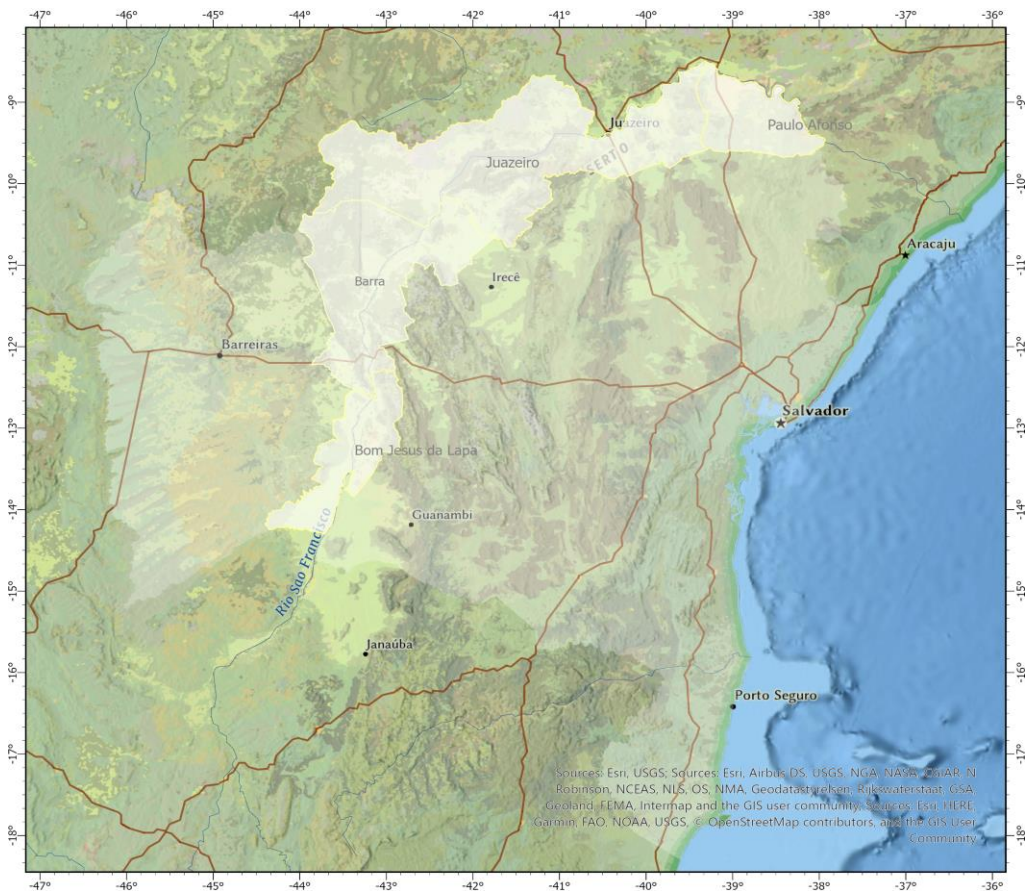
A área de estudo do presente trabalho corresponde a uma parte específica da Bacia, a mesorregião do Vale do Rio São Francisco da Bahia (Figura 10), caracterizada por ser uma região urbana, industrial e predominantemente agrícola. O Vale situa-se no semiárido nordestino, entre as latitudes 8°50'S e 14°70'S e longitudes 38°O e 44°50'O; possui uma área total de 109.891,6 km² (IBGE, 2019) e com população estimada de 1 001 568 habitantes (IBGE, 2019). É composta por quatro microrregiões que compreende Paulo Afonso, Juazeiro, Barra e Bom Jesus da Lapa (Figura 10). Além das atividades relacionadas a agricultura e ao comércio, também está localizada nessa região as principais usinas hidrelétricas que representam a base de suprimento de energia do Nordeste (ANA, 2020). A seguir a Figura 20 detalha a localização da mesorregião em estudo e suas 4 microrregiões.

Figura 19 – Região do Vale do Rio São Francisco da Bahia e suas microrregiões.



Fonte: Adaptada de IBGE (1997).

Figura 20 – Localização do Vale São Franciscano da Bahia



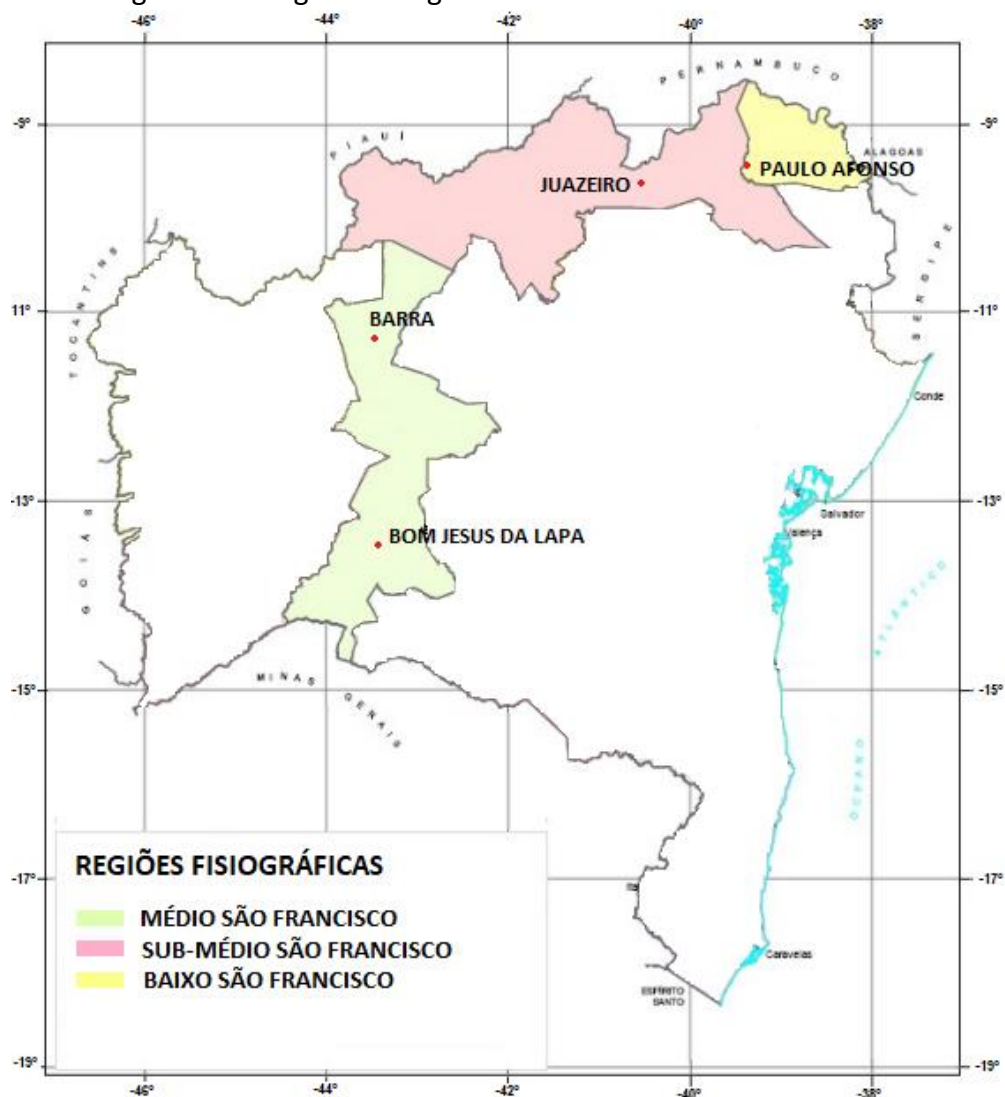
Fonte: Autor (2020).

O Vale do Rio São Francisco é reconhecido por ter extensas áreas de Planície e Caatinga. De acordo com a classificação climática de Köppen, a região está localizada dentro do clima semiárido quente, com precipitação anual total média compreendida entre 380 e 760 mm, apresentando períodos críticos de prolongadas estiagens, resultado da baixa pluviosidade e alta evapotranspiração (ANA, 2020). A temperatura média anual no Vale é de 26°C, a umidade relativa média anual durante todo o ano, é cerca de 59,4%, onde agosto, setembro e outubro é menos úmido (52%) e março e abril é o mais úmido (65%) (INMET, 2020).

O Atlas Solar da Bahia (2018) destaca a predominância de incidência solar na região ao longo do Vale do Rio São Francisco, sendo esta a mais privilegiada da Bahia. Conforme mostra os mapas, a irradiação média horária varia aproximadamente entre 700 a 1.100Wh/m², o que evidencia o potencial promissor da região no aproveitamento de energia solar.

Devido à sua extensão e aos diferentes ambientes percorridos, a bacia do Rio São Francisco se divide em quatro regiões fisiográficas: Alto, Médio, Submédio e Baixo São Francisco (MMA, 2006). A Figura 21 apresenta as microrregiões localizadas nas respectivas regiões fisiográficas.

Figura 21 – Regiões Fisiográficas do Vale São Francisco da Bahia



Fonte: Adaptada de COORDENAÇÃO ESTADUAL DOS TERRITÓRIOS (2007).

As microrregiões do Vale São Francisco estão situadas dentre as diferentes regiões fisiográficas da Bacia, isto caracteriza e diferencia alguns aspectos climatológicos de cada microrregião do vale.

Os principais aspectos climatológicos das microrregiões do Vale São Francisco estão descritos na Tabela 1. Para caracterização de cada região, utilizou-se a classificação climática de Köppen e a série de dados do período de 30 anos (1990 até 2019) observados do INMET dos municípios de Paulo Afonso (9°36'S, 38°21'O e altitude de 252,7 m), Remanso (Juazeiro) (9°63'S, 42°1'O e altitude de 400 m), Barra (11°08'S,

43°16'O e altitude de 401,5 m) e Bom Jesus da Lapa (13°23'S, 43°41'O e altitude de 439,9 m).

Tabela 1 – Aspectos climatológicos das microrregiões do Vale São franciscano

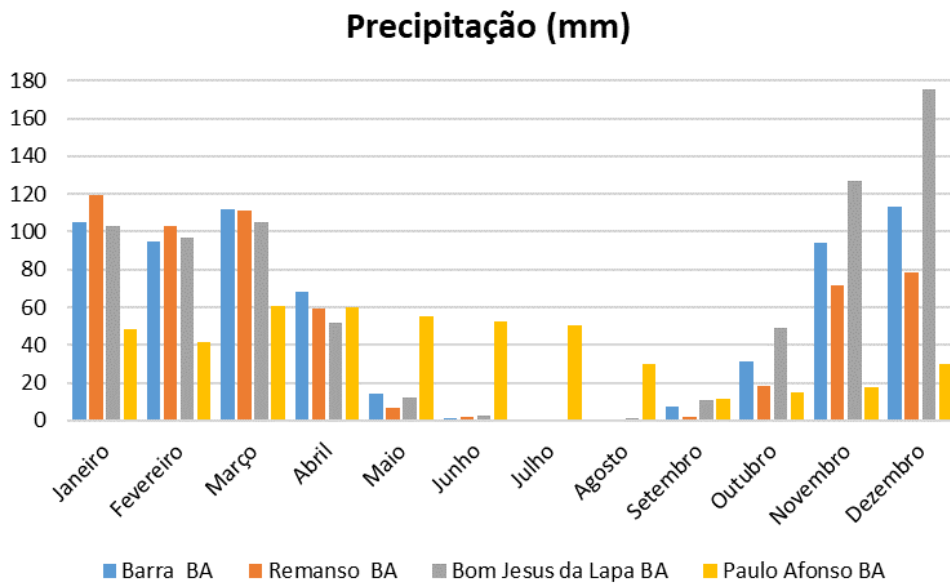
Característica	Microrregiões			
	Paulo Afonso	Juazeiro	Barra	Bom Jesus da Lapa
Clima predominante	Sub-úmido	Semi-árido e árido	Tropical semi-árido	Tropical semi-árido
Precipitação acumulada média anual (mm)	471,88	572,87	641,61	735,33
Temperatura média (°C)	26,1	27	26,8	26,4
Umidade relativa do ar média anual %	65,4	62,3	55,6	59,2
Período de maior precipitação	Março a Julho	Janeiro a Março	Novembro a março	Novembro a março
Precipitação de menor precipitação	Setembro a dezembro	Mai a setembro	Junho a setembro	Junho a agosto

Fonte: Autor (2020).

A Tabela 1 define as médias anuais dos principais aspectos climatológicos de cada microrregião. As quatro microrregiões detêm de uma temperatura média em torno de 26,5°C, sendo Paulo Afonso a região com o clima menos seco, pois o seu regime de chuvas ocorre durante todo o ano conforme apresenta a Figura 21. As microrregiões de Juazeiro, Barra e Bom Jesus da Lapa tem um período de seca nos meses de junho-julho-agosto, com maior precipitação no primeiro e último trimestre do ano.

A Figura 22 representa a precipitação acumulada mensal das regiões, possibilitando identificar os períodos de maior e menor precipitação.

Figura 22 – Precipitação média mensal do período de 1990-2019



Fonte: Autor (2020).

Apesar de não essencial na caracterização de um sítio solarimétrico, o registro de precipitação completa a caracterização climática e contribui na avaliação dos níveis de radiação (Atlas Solar Bahia, 2018). Nesta dissertação, foram feitas simulações para as quatro microrregiões do Vale. As Figuras 23 e 24 detalham a localização destas microrregiões.

Figura 23 – Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita).



Fonte: Autor (2020).

Figura 24 – Juazeiro (à esquerda) e Bom Jesus da Lapa (à direita).



Fonte: Autor (2020).

3.2 Descrição dos detalhes de simulação do WRF-Solar

As simulações foram realizadas utilizando uma configuração específica no modelo WRF, própria para a previsão meteorológica solar, chamada WRF-Solar versão 1.2.0, disponível nos supercomputadores, localizado no Centro de Supercomputação e Inovação Industrial do SENAI em Salvador, BA. As condições iniciais e de contorno empregadas nas simulações são provenientes do NCEP-FNL (*National Centers for Environmental Prediction – Final Analysis*), com resolução horizontal de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$ e resolução temporal de seis horas. Os dados de topografia e uso e ocupação do solo são fornecidos pela USGS com resolução de 5', 2' e 30". Para todas as microrregiões, as simulações foram realizadas mensalmente para os anos de 2016 e 2019, aplicando-se 24h de "spin-up" tempo de ajuste do modelo e excluídas das avaliações, a fim de obter condições iniciais mais realistas, assim, a simulação de cada mês foi inicializada a partir da 00 UTC do último dia do mês anterior estendendo-se até às 1800 UTC do último dia do mês em análise. Na simulação do ano de 2016, o modelo foi configurado com seis grades aninhadas com resolução de grade de 9 km (D01), 3 km (D02) e 1 km (D03; D04; D05; D06), sendo os quatro últimos domínios referentes a cada microrregião do Vale (Figura 25). Para o ano de 2019, o modelo utilizou-se três grades aninhadas com resolução de grade de 9 km, 3 km e 1 km, respectivamente (Figura 26). Uma visão geral das configurações espaciais para cada microrregião é mostrada nas Tabelas 2 e 3. Os domínios de interesse têm resolução horizontal de 1 km e foram usados trinca e cinco níveis verticais, com topo do modelo definido em 50 hPa.

Tabela 2 – Configurações espaciais utilizadas nas simulações com o WRF-Solar para o ano de 2016

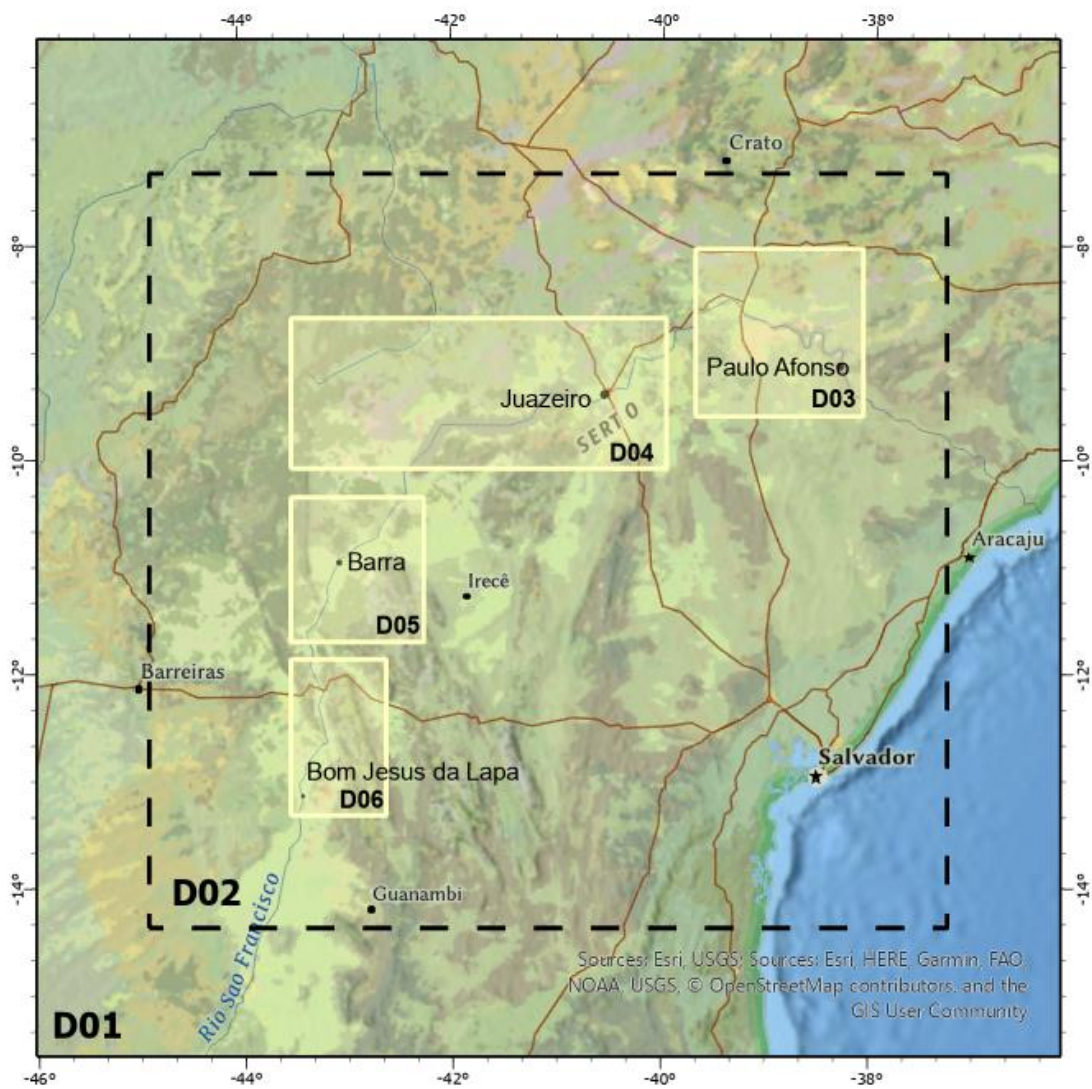
Região	Domínio	Resoluções das grades	Tamanho (km)	Número de células	Número de níveis η
Bahia	D01	9 km	1035x981	115x109	35
Bahia	D02	3 km	831x786	277x262	
Paulo Afonso	D03	1 km	183x174	183x174	
Juazeiro	D04	1 km	393x156	393x156	
Barra	D05	1 km	138x147	138x147	
Bom Jesus da Lapa	D06	1 km	99x162	99x162	

Fonte: Autor (2020).

Tabela 3 – Configurações espaciais utilizadas nas simulações com o WRF-Solar para o ano de 2019

Região	Domínio	Resoluções das grades	Tamanho (km)	Número de células	Número de níveis η
Paulo Afonso	D01	9 km	441x441	49x49	35
	D02	3 km	249x249	83x83	
	D03	1 km	159x159	159x159	
Barra	D01	9 km	351x351	39x39	35
	D02	3 km	189x189	63x63	
	D03	1 km	139x139	139x139	

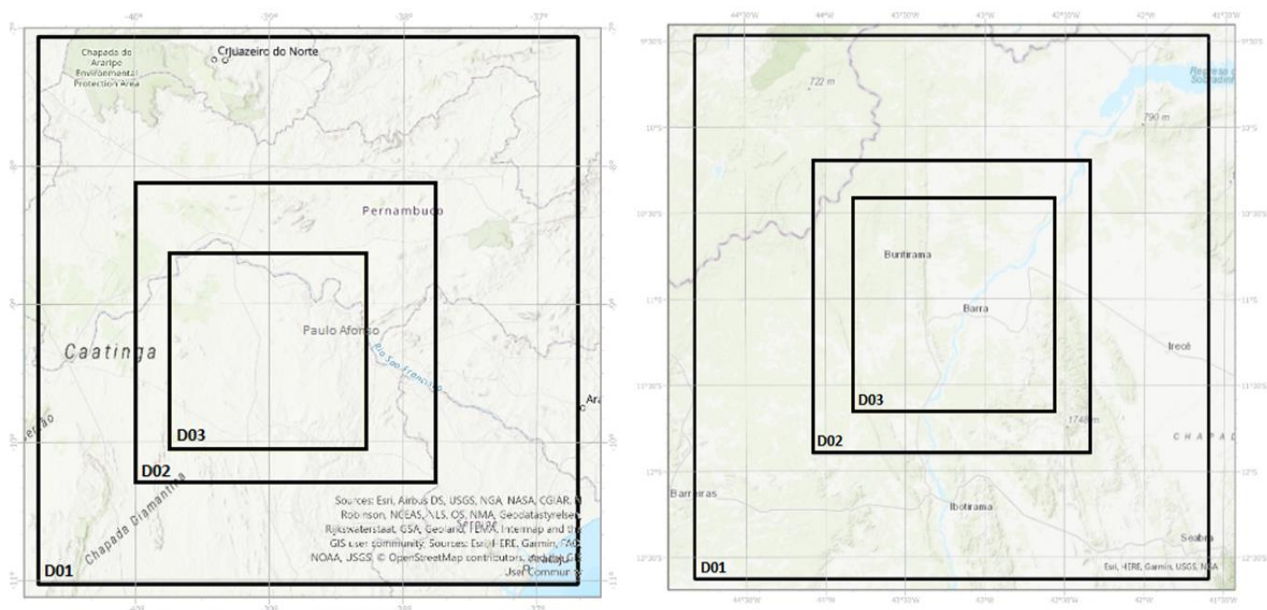
Figura 25 – Localização dos domínios para as simulações do ano de 2016



Fonte: Autor (2020).

Figura 26 – Localização dos domínios para as simulações do ano de 2019

Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita)



Fonte: Autor (2020).

As opções de física adotadas e, deixadas inalteradas para todas as simulações, foram: microfísica *Thompson aerosol-aware* (Thompson e Eidhammer, 2014), *cumulus* Grell 3D (GRELL, 1993), radiação de onda curta RRTMG (IACONO *et al.*, 2008), radiação de onda longa RRTMG (IACONO *et al.*, 2008) e modelo de superfície Noah-MP (*multi-physics*) Land Surface Model para o ano de 2016 e *Noah land-surface model* para o ano de 2019. Todos os domínios que foram executados com resolução espacial de 3 km e 1 km, a opção de *cumulus* foi desligada, seguindo as indicações do modelo de não utilizar esquemas de convecção para domínios inferiores a 10 km de resolução espacial. A parametrização das interações do aerossol com a radiação segue Ruiz-Arias *et al.* (2014), ativar essa opção permite considerar valores constantes das propriedades do aerossol, como a profundidade óptica do aerossol, expoente angstrom, albedo de espalhamento único, parâmetro de assimetria e o tipo de aerossol. Estas propriedades são incluídas no esquema de radiação RRTMG. Uma visão geral das parametrizações físicas das simulações é mostrada na Tabela 1.

Tabela 4 – Detalhes das simulações especificando as opções físicas

Configurações físicas	Esquema	Referência
Microfísica	Thompson aerosol aware	THOMPSON E EIDHAMMER (2014)
Radiação de onda longa	A new version of Rapid Radiative Transfer Model (RRTMG)	IACONO <i>et al</i> (2008)
Radiação de onda curta	RRTMG shortwave	IACONO <i>et al</i> (2008)
Aerossóis	Aerossóis entrada auxiliar (aer_opt=2)	RUIZ-ARIAS <i>et al.</i> (2014)
Cumulus	Grell 3D	GRELL (1993)
Camada Limite Superficial	Eta similarity	MONIN-Obukhov (1954) e JANJIC (1994)
Camada Limite Atmosférica	Mellor-Yamada-Janjic	JANJIC (1994)
Superfície do Solo	(Simulações para o ano de <u>2016</u>) Noah-MP (<i>multi-physics</i>) Land Surface Model	NIU <i>et al.</i> (2011)
	(Simulações para o ano de <u>2019</u>) <i>Noah land-surface model</i>	TEWARI (2004)

Os esquemas físicos de parametrização foram selecionados de acordo com as conclusões do estudo de LIMA (2015) e o Manual do usuário do WRF-Solar.

Após as simulações dos dados do modelo WRF para o período em estudo, foi realizado o pós-processamento dos dados. A análise destes arquivos, assim como o desenvolvimento das rotinas computacionais foi realizado utilizando a linguagem de programação Python versão 2.7. Em seguida, foi realizada a comparação entre os dados modelados e os dados medidos.

3.3 Avaliação do desempenho das modelagens do WRF-Solar

Para validar as simulações feita com o modelo WRF-Solar, foram utilizados dados observacionais de radiação horária, provenientes das estações meteorológicas de superfície monitoradas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e dados de irradiação solar inferidos do satélite GOES.

3.3.1 Dados Observacionais do INMET

A Rede de estações INMET dispõe de estações automáticas, convencionais e radiossonda. Para este estudo especificamente, foram considerados os dados das Estações Meteorológicas Automáticas – EMA – que registram dados horários de medições. As estações estão instaladas em áreas livres de obstruções naturais e construções. A Figura 27 mostra uma estação automática do INMET com configuração típica.

Figura 27 – Detalhe de uma Estação Meteorológica Automática (EMA), mostrando a direita um piranômetro utilizado para medir a GHI



Fonte: INMET e SONDA (2020).

Os dados utilizados nesta pesquisa foram observações médias horárias de irradiação solar global para o período de janeiro de 2016 e 2019 a dezembro de 2016 e 2019, coletados em estações distribuídas em cada microrregião do Vale São Francisco da Bahia. Foram selecionadas três estações meteorológicas localizadas nos municípios das microrregiões, e uma no estado de Pernambuco, pois, para a microrregião de Paulo

Afonso não foi encontrada nenhuma estação dentro da sua área limite, então, utilizou-se dados da estação mais próxima, localizada em Pernambuco. Dentro do período, foram encontradas lacunas de dias na aquisição de dados, por falhas nas medições. Em vista disso, foi aplicado um diagnóstico para selecionar as estações de acordo com a metodologia de Lima (2015) através do critério de representatividade de 70% dos dados medidos. A Figura 28 apresenta a localização das quatro estações utilizadas neste trabalho. A Tabela 5 apresenta mais informações sobre as estações, nomeadamente as coordenadas geográficas e altitude.

Figura 28 – Localizações das estações utilizadas na validação dos dados simulados



Fonte: Autor (2020)

Tabela 5 – Especificações das estações selecionadas do INMET

Microrregião	Localidade	Latitude	Longitude	Altitude	Período
Paulo Afonso	Floresta	-8,36°	-38,35°	329m	Janeiro a dezembro de 2016 e 2019
Juazeiro	Remanso	-9,36°	-42,06°	401m	
Barra	Barra	-11,05°	-43,08°	403m	
Bom Jesus da Lapa	Bom Jesus da Lapa	-13,25°	-43,11°	440m	

Fonte: Autor (2020)

3.3.2 Dados de irradiação solar estimados por imagens de Satélite

Os satélites geoestacionários têm órbita com a mesma velocidade angular que a Terra e, portanto, com posição fixa sobre um ponto do equador terrestre (NOAA, 2019). Eles possibilitam registrar a radiação que emerge no topo da atmosfera, com alta resolução espacial e temporal (3-4 km e 15-30 minutos, respectivamente). Desde a década de 1970, imagens da América do Sul e oceanos adjacentes até a latitude de 50°S são obtidas por um satélite GOES situado em posições entre 60 e 75°W. O sensor *Imager* no satélite GOES (sensor e cronogramas descritos em <http://noaasis.noaa.gov/NOAASIS/ml/imager.html> e <http://www.ospo.noaa.gov/Operations/GOES/index.html>) possui um detector de radiação no “canal” ou “banda” do espectro visível, que permite registrar fluxo direcional de radiação solar refletida nessa faixa espectral. O CPTEC/INPE armazena imagens GOES (canal visível do sensor *Imager*) em alta resolução e frequência completa com início em 1998. Possui também imagens com menor resolução espacial e temporal desde 1996.

Desde o final da década de 1970 estes registros de radiação refletida pelo planeta (E_p) são utilizados para estimar o fluxo de radiação solar (G) que chega à superfície do planeta (CEBALLOS *et al.*, 2014). Estimativas de G a partir de E_p são propostos por modelos físicos, com base em modelos de transmitância atmosférica associada a aerossol, vapor d'água e nuvens. A comparação com medidas de superfície basicamente serve para validar o modelo.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar foi elaborado com emprego de dados estimados por satélite e o modelo físico de transferência radiativa, BRASIL-SR, desenvolvido com base no modelo alemão IMGK (Stuhlmann *et al.*, 1990) e adaptado para a climatologia e condições atmosféricas sazonais típicas observadas no Brasil por meio de convênio estabelecido entre o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (Pereira *et al.*, 1996). Para essa nova edição, foram empregados mais de 17 anos de dados satelitais e implementados vários avanços nas parametrizações do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, visando melhorar ainda mais a confiabilidade e acurácia da base de dados produzida e disponibilizada para acesso público com informações cientificamente embasadas sobre o potencial e a variabilidade espacial e temporal do recurso energético solar no território

brasileiro. Os resultados da estimativa mediante satélite, desde que exibam razoável acurácia, têm a vantagem de sua resolução espacial e de produzir informação acerca de regiões remotas e de difícil acesso (CEBALLOS *et al.*, 2014).

O modelo BRASIL-SR é um modelo físico para obtenção de estimativas da irradiação solar (W/m^2) na solução da equação de transferência radiativa com o uso de parâmetros determinados a partir de imagens de satélite. A cobertura efetiva de nuvens (C_{eff}) é considerada o principal fator de modulação da transmitância atmosférica sendo determinado a partir de imagens digitais do satélite geoestacionário GOES posicionado sobre a América do Sul (MARTINS, 2005). Os arquivos com os dados de entrada são preparados através da base de dados climatológicos e do processamento das imagens de satélite para o período de execução, onde é obtida a cobertura efetiva de nuvens. Após o tratamento dos dados de entrada, o modelo resolve a equação de transferência radiativa utilizando a aproximação de “Dois-Fluxos” para o cálculo das componentes do fluxo de radiação solar (LIMA *et al.*, 2018).

As imagens de satélite utilizadas no BRASIL-SR são coletadas com diferentes resoluções temporais e espaciais de acordo com os satélites utilizados entre 1999 e 2003, a resolução temporal era de três horas. De 2003 a 2008, foi alterado para 30 minutos, depois reduzido para 15 minutos, permanecendo assim até 2013. De 2013 até hoje, a resolução temporal mudou para 30 minutos novamente. A resolução espacial das imagens é de $0,03^\circ$ em longitude e $0,05^\circ$ em latitude, o que é aproximadamente equivalente a 3 km x 5 km no ponto nadir do satélite. Cada elemento de imagem (pixel) representa o albedo planetário no canal visível e a temperatura observada no canal infravermelho do radiômetro de imagem do satélite.

Para determinação do coeficiente de cobertura de nuvens (C_{eff}) é necessária a composição de imagens de céu claro e de céu completamente encoberto por meio de análise estatística de imagens do período de interesse. Os valores de C_{eff} obtidos com esta metodologia descrevem dois efeitos causados pela presença de nuvens: a cobertura de nuvens e as variações espaciais da profundidade ótica (PEREIRA *et al.*, 2017).

O modelo assume que o fluxo de radiação solar medido pelo satélite no topo da atmosfera é linearmente distribuído entre duas condições climáticas extremas: céu claro e céu completamente encoberto por nuvens. Isso permite definir uma relação linear

inversa entre a irradiância global na superfície (W/m²) e o fluxo de radiação refletida no topo da atmosfera, de modo que se pode escrever:

$$G = G_0\{(\tau_{clear}-\tau_{cloud}) \cdot (1 - C_{eff}) + \tau_{cloud}\} \quad (9)$$

onde G é o fluxo de radiação solar incidente na superfície, G_0 é a radiação incidente no topo da atmosfera, τ_{clear} e τ_{cloud} são as transmitâncias atmosféricas em condições de céu claro e completamente encoberto, respectivamente. Dessa maneira, a irradiação solar pode ser estimada a partir de duas componentes independentes: a primeira componente corresponde à condição de céu claro, τ_{clear} , e a segunda refere-se à condição de céu nublado, τ_{cloud} . A partir de dados meteorológicos, esses dois componentes são estimados a partir de parametrização de processos físicos ocorridos na atmosfera. A irradiação diária (Wh/m²) é calculada integrando-se a irradiação ao longo do dia (PEREIRA *et al.*, 2017).

Os resultados produzidos pelo modelo foram validados por meio de comparação estatística com base em dados medidos empregando piranômetros instalados na rede nacional de estações meteorológicas automáticas operada pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais - rede SONDA - operado pelo LABREN/INPE. O Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.* 2017) foi elaborado a partir das saídas do modelo BRASIL-SR.

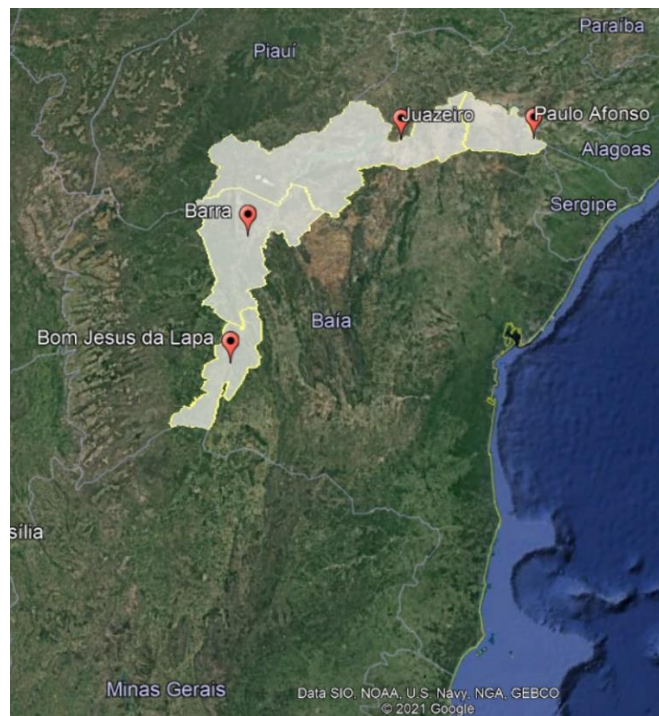
Diante disto, os dados estimados pelo modelo BRASIL-SR de irradiação solar a partir de imagens de satélite da série GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellites*) utilizados nesta pesquisa, foram médias horárias de irradiação solar global para o período de janeiro de 2016 a dezembro de 2016, coletados conforme as coordenadas de cada microrregião do Vale São Francisco da Bahia, conforme mostra a Tabela 6 e Figura 29. Os dados foram disponibilizados pelo LABREN - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia, do Centro de Ciência do Sistema Terrestre do INPE.

Tabela 6 – Especificações das coordenadas da base de dados

Microrregião	Localidade	Latitude	Longitude	Altitude	Período
Paulo Afonso	Paulo Afonso	-9,24°	-38,12°	329m	Janeiro a dezembro de 2016
Juazeiro	Juazeiro	-9,36°	-42,06°	401m	
Barra	Barra	-11,05°	-43,08°	403m	
Bom Jesus da Lapa	Bom Jesus da Lapa	-13,25°	-43,11°	440m	

Fonte: Autor (2020)

Figura 29 – Localizações das coordenadas da base de dados estimados por satélite



Fonte: Autor (2021).

3.3.3 Índices estatísticos

O desempenho do modelo WRF foi avaliado através da comparação dos dados simulados de irradiação solar com os dados observados nas localidades de interesse. Essa comparação é feita por meio de índices estatísticos que buscam mensurar se o modelo conseguiu representar satisfatoriamente os dados observados. As informações do modelo foram extraídas para cada ponto de grade do modelo coincidente com as latitudes e longitudes das estações meteorológicas escolhidas.

Diversos estudos mostram as variedades de métricas estatísticas para investigar se os resultados modelados são compatíveis com os observados. A utilização desses indicadores pode ser visto em Hanna e Paine (1988), Lima (2015) e Kitawaga (2018). Nesse modo, no presente trabalho escolheram-se as seguintes métricas: Erro médio (MBE); Erro quadrático médio normalizado (NMSE), Raiz do erro quadrático médio (RMSE), Fator de 2 (FAT2) e Coeficiente de correlação de Pearson (r); sendo O_i o valor observado e \bar{O} o valor médio observado nas estações meteorológicas; M_i o valor simulado e \bar{M} o valor médio simulado pelo WRF; σ é o desvio; e n o número total de observações.

Erro médio

O erro médio, usualmente designado em inglês por *Mean Bias Error* (MBE), dá a indicação do comportamento do modelo (M_i) com relação ao mesmo estar a subestimar (valor negativo) ou superestimar (valor positivo) os valores de referência (O_i). Se for positivo, significa que os dados modelados tendem a superestimar os valores reais; se for negativo, significa que existe uma tendência do modelo em subestimá-los em relação aos valores reais. O MBE é calculado através da Equação (10). Quanto mais próximo de zero estiver o valor de MBE, menor o desvio entre estimativas e observações, e qualidade da simulação.

$$MBE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (M_i - O_i) \quad (10)$$

Erro Quadrático Médio Normalizado

O Erro Quadrático Médio Normalizado (NMSE), informa sobre os desvios dos dados simulados e dados observados. É uma estatística adimensional, quanto mais próximo de zero, maior é a confiabilidade do modelo.

$$NMSE = \sum \frac{(O_i - M_i)^2}{O_i - M_i} \quad (11)$$

Raiz do Erro Quadrático Médio

A Raiz do erro quadrático médio, em inglês *Root Mean Square Error* (RMSE), expressa a acurácia dos resultados numéricos com a vantagem de que RMSE apresenta valores do erro nas mesmas dimensões da variável analisada. O RMSE é calculado através da Equação (11).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (M_i - O_i)^2} \quad (12)$$

Assim como o NMSE, quanto mais próximo o valor do RMSE for de 0 maior a confiabilidade das estimativas fornecidas pelo modelo.

Fator de dois (Fat2)

Calcula a confiabilidade do modelo. Representa a fração de dados simulados (M_i) e observados (O_i) que estão entre que deve estar no range de $0,5 \leq M_i/O_i \leq 2,0$, sendo que, quanto mais próximo o valor estiver de 1, maior é o limite de confiança.

Coefficiente de correlação de Pearson (r)

O índice de correlação permite uma interpretação linear entre os dados observados e os dados simulados e é definida por:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(M_i - \bar{M})(O_i - \bar{O})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (M_i - \bar{M})^2 \sum_{i=1}^n (O_i - \bar{O})^2}} \quad (13)$$

Seu valor é adimensional e pode variar de -1 a 1. A correlação será tanto mais forte quanto mais próximo estiver o coeficiente de -1 ou +1. Zero indica à ausência de correlação.

Coeficiente de Correlação (COR)

Este índice representa o grau de concordância entre as variáveis comparadas. Quanto mais próximo de 1 estiver este valor, maior é a confiabilidade do modelo.

$$Cor = \frac{(O_i - \overline{O_i})(M_i - \overline{M_i})}{\sigma_o \sigma_M} \quad (14)$$

Onde os índices O e M se referem às quantidades observadas e simuladas, respectivamente, e um *overbar* indica um valor médio.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção é dedicada a descrever os resultados das simulações realizadas com o modelo WRF-Solar para as regiões que compõem o Vale São Francisco da Bahia, são apresentados gráficos da variação do ciclo diário produzidos com as médias horárias mensais dos dados observados e simulados dos anos de 2016 e 2019 a fim de caracterizar a variabilidade diária e sazonal. Em seguida, são expostos os índices estatísticos, MBE, NMSE, RMSE, FAT2, r e COR, comparando os resultados das simulações do modelo com os dados observados nas estações meteorológicas INMET para cada mês do ano de 2019; e os gráficos de dispersão avaliando o desempenho das simulações. Para o ano de 2016 foi feita a comparação dados simulados com dados observados das estações do INMET e dados estimados por imagens do satélite GOES.

Sobre as simulações do modelo WRF-Solar, é importante salientar que:

1. Não foi possível executar a modelagem para o mês de junho de 2019, pois o modelo WRF-Solar não conseguiu concluir a simulação, devido à erro nos dados meteorológicos de inicialização *GDAS/FNL 0.25 Degree Global Tropospheric Analyses and Forecast Grids*.

2. A disponibilidade mensal dos dados observados foi o que determinou o período de análise na comparação entre as séries dos dados simulados e observados. Apenas o mês de julho da região de Juazeiro não houve a comparação com dados observacionais do INMET por conta da ausência da série temporal.

Em relação aos dados observados nas estações meteorológicas de superfícies, a estação Barra apresentou uma série temporal consistente para todos os meses do ano. Quanto à estação Floresta localizada em Pernambuco, esta apresentou consistência na maioria dos meses, entretanto, nos meses de abril e maio de 2019, ocorreram dados horários faltantes, 73,3% e 29,03%, respectivamente. A estação de Juazeiro apresentou ausência de 50% dos dados do INMET nos meses de setembro e outubro. Desta forma, na análise das métricas estatísticas, foi feita a exclusão dos dados simulados referentes aos horários em que não havia dados observados para serem comparados.

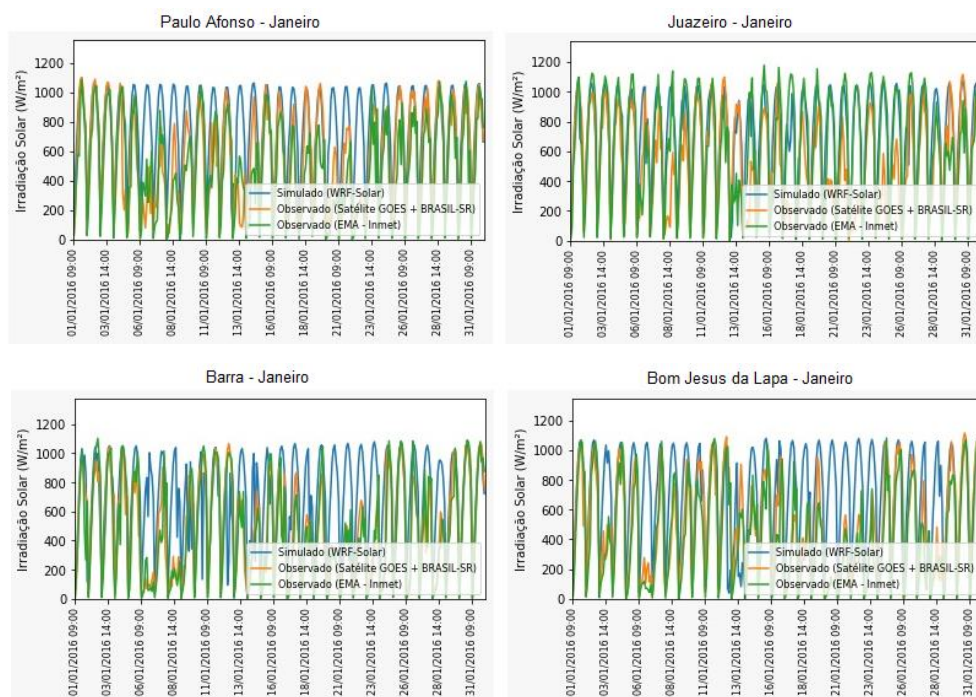
Sobre aos dados estimados por satélite, estes apresentaram uma série temporal completa para todas as regiões e todos os meses do ano.

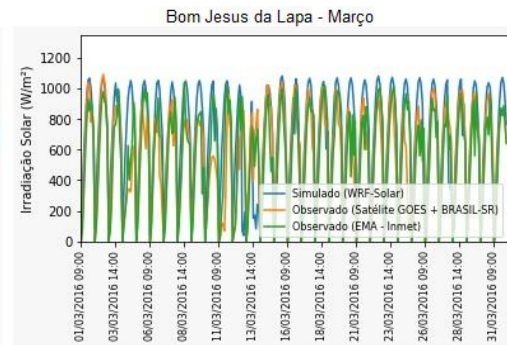
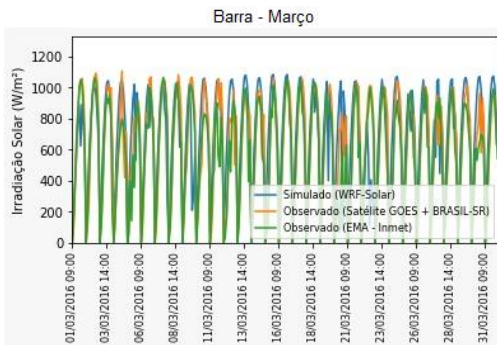
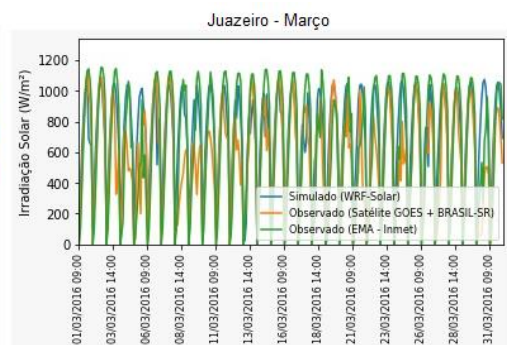
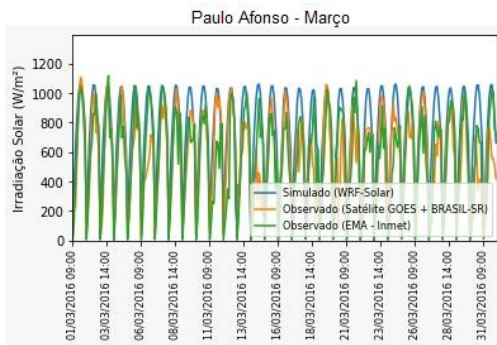
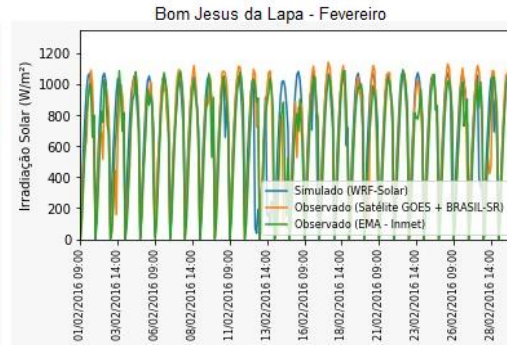
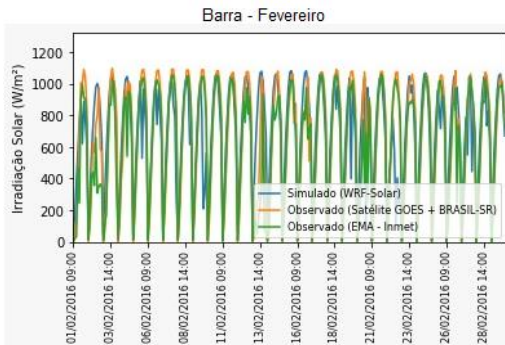
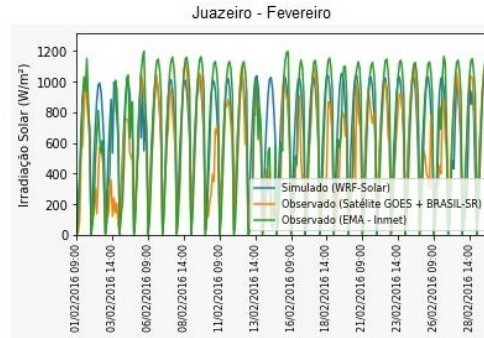
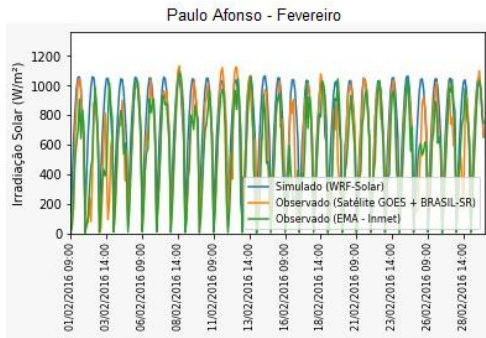
4.1 Análise temporal mensal da Irradiação Solar Global (GHI)

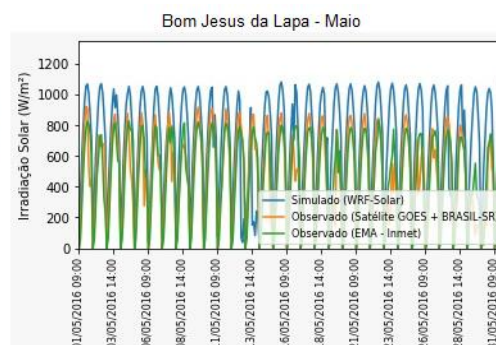
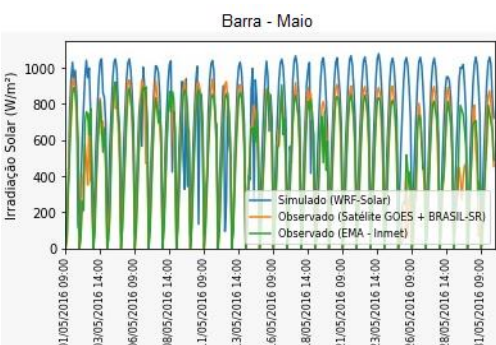
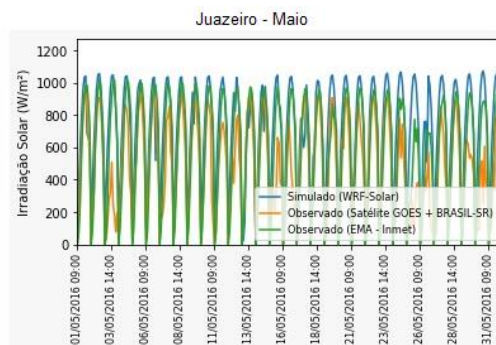
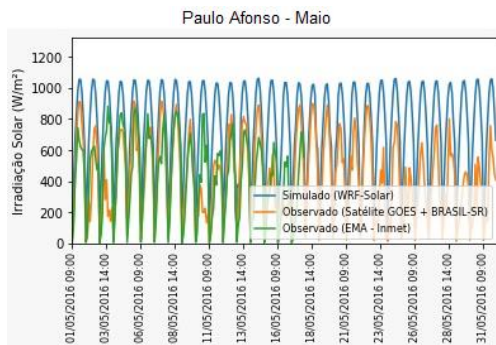
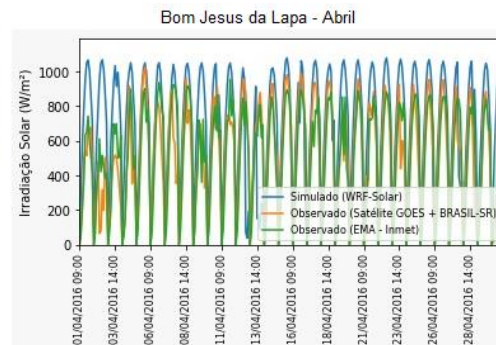
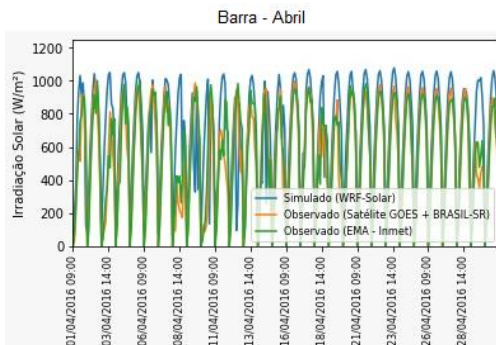
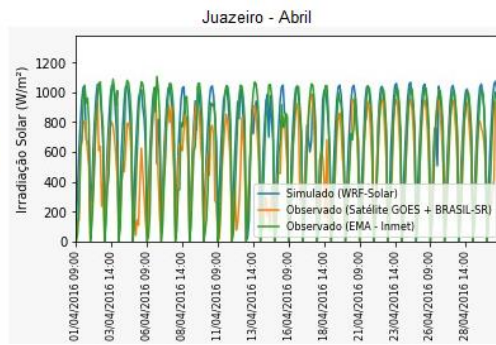
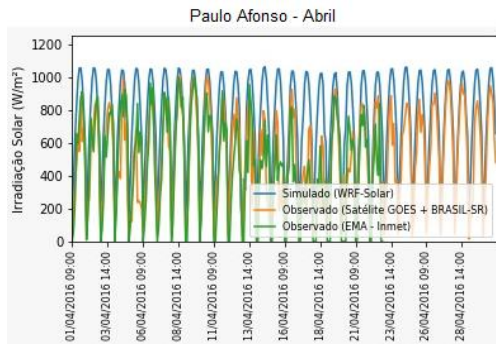
4.1.1. Cenário de 2016

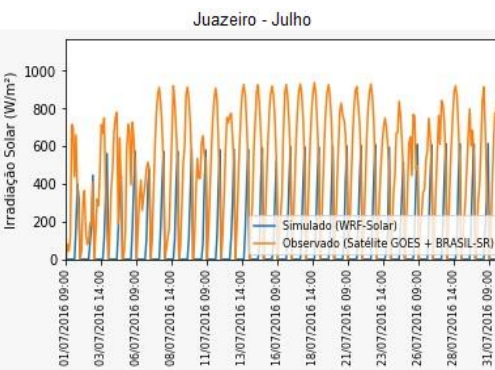
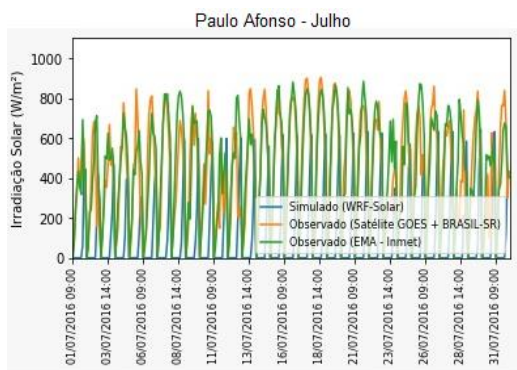
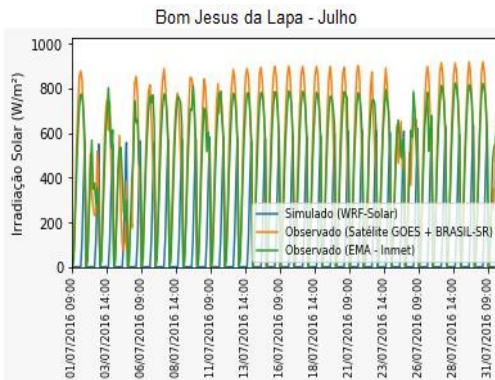
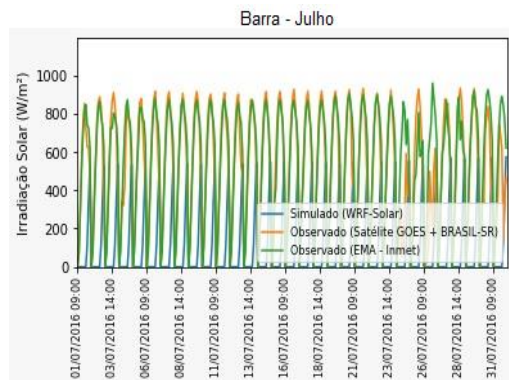
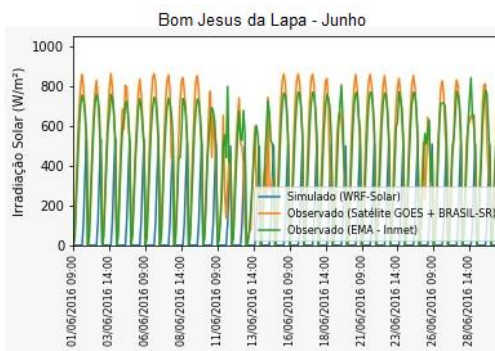
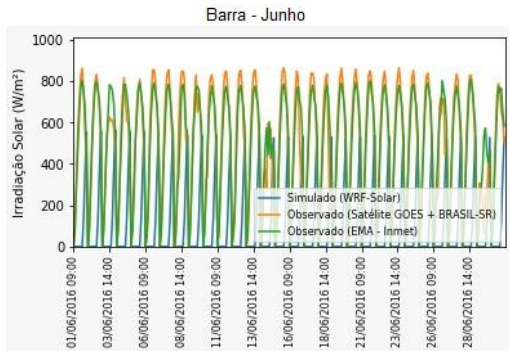
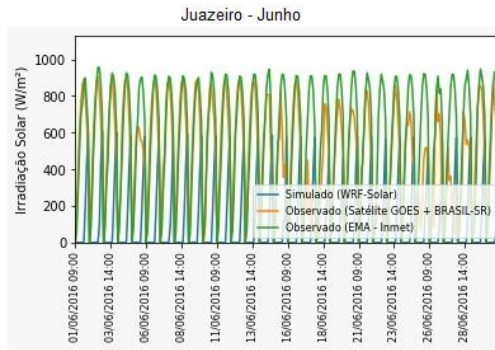
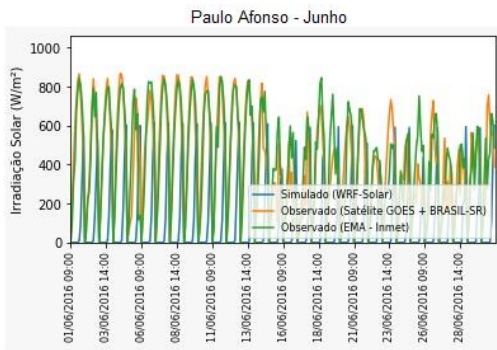
Informações sobre o ciclo mensal trazem, entre outros benefícios, o conhecimento da variação mensal e sazonal da irradiação solar. Segundo LIMA (2015), estas variações temporais estão associadas a fenômenos de diversas escalas espaciais, podendo ser mais intensa em algumas áreas que em outras e pode aumentar sua intensidade por alguns meses do ano. As principais razões destas variações são as influências dos fenômenos meteorológicos. A Figura 30 apresenta o comportamento médio horário da irradiação solar simulada e observada durante cada mês do ano de 2016, em Paulo Afonso e Barra (à esquerda) e Juazeiro e Bom Jesus da Lapa (à direita).

Figura 30 – Comportamento médio horário da irradiação solar simulada e observada, para cada microrregião e mês do ano de 2016.

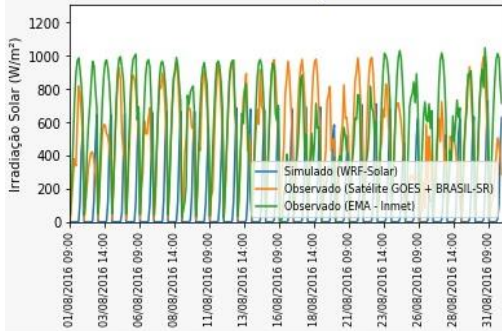




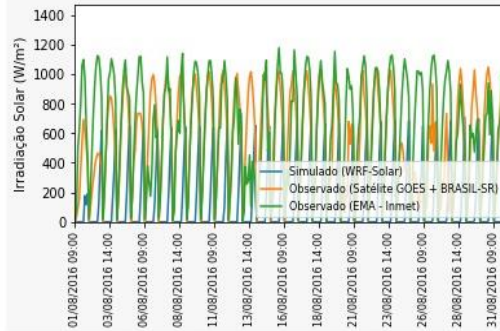




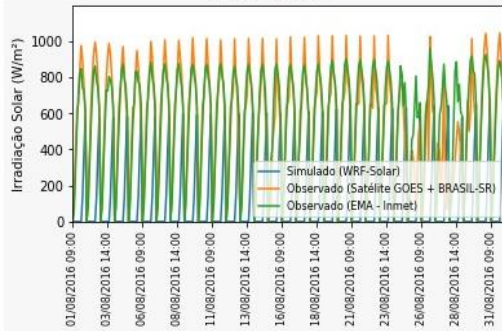
Paulo Afonso - Agosto



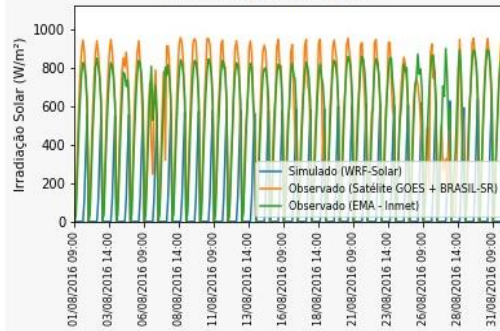
Juazeiro - Agosto



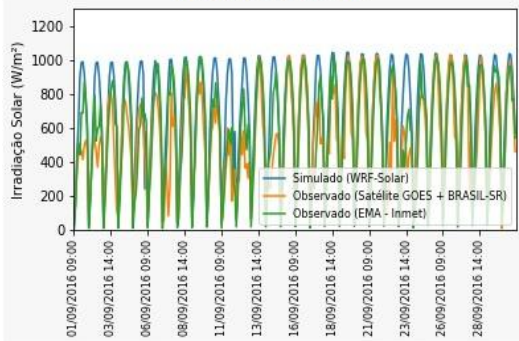
Barra - Agosto



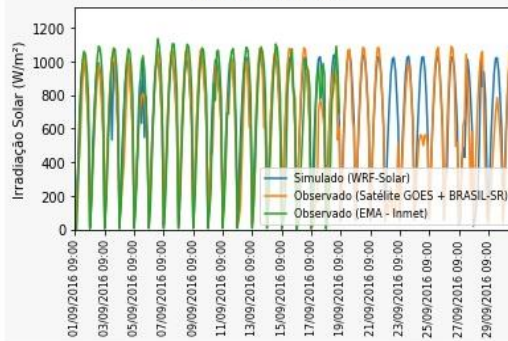
Bom Jesus da Lapa - Agosto



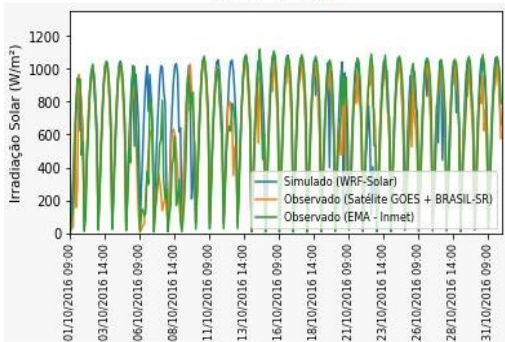
Paulo Afonso - Setembro



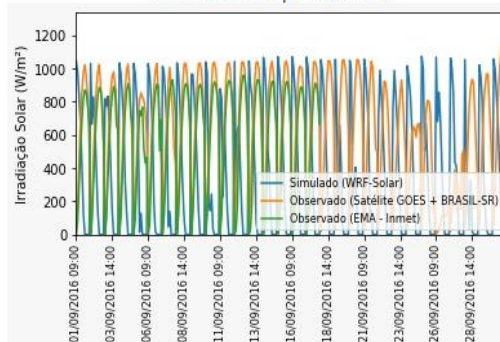
Juazeiro - Setembro



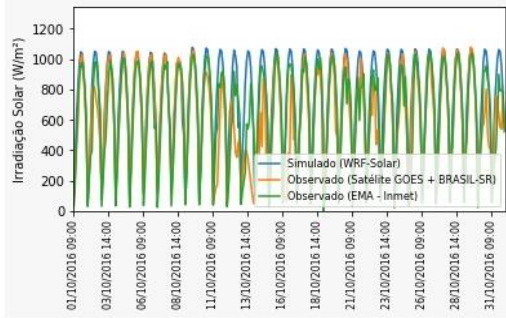
Barra - Setembro



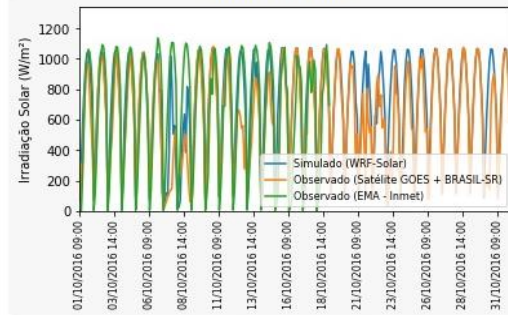
Bom Jesus da Lapa - Setembro



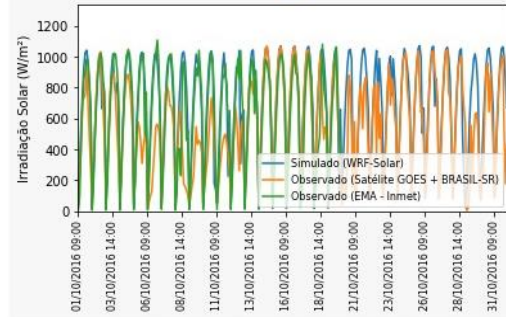
Paulo Afonso - outubro



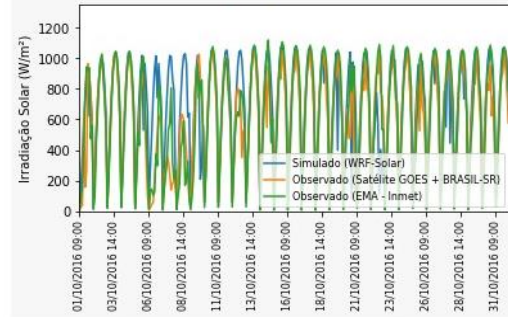
Juazeiro - outubro



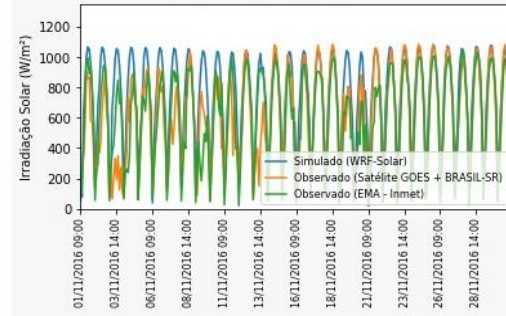
Bom Jesus da Lapa - Outubro



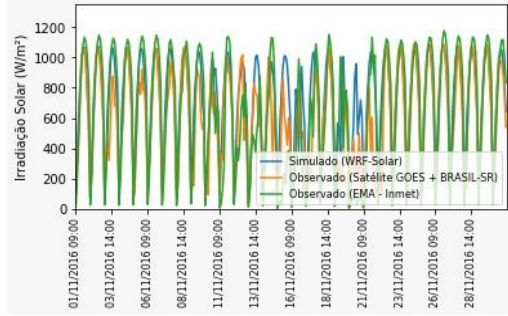
Barra - Outubro



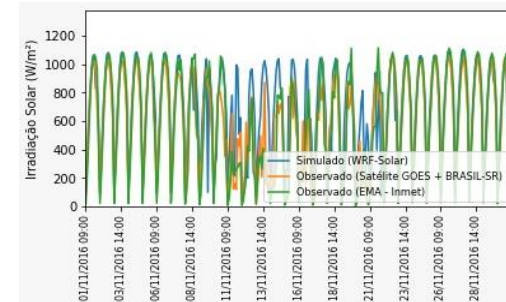
Paulo Afonso - Novembro



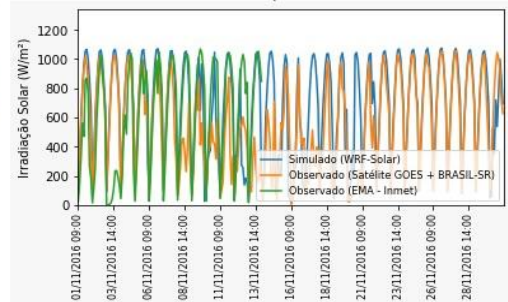
Juazeiro - Novembro

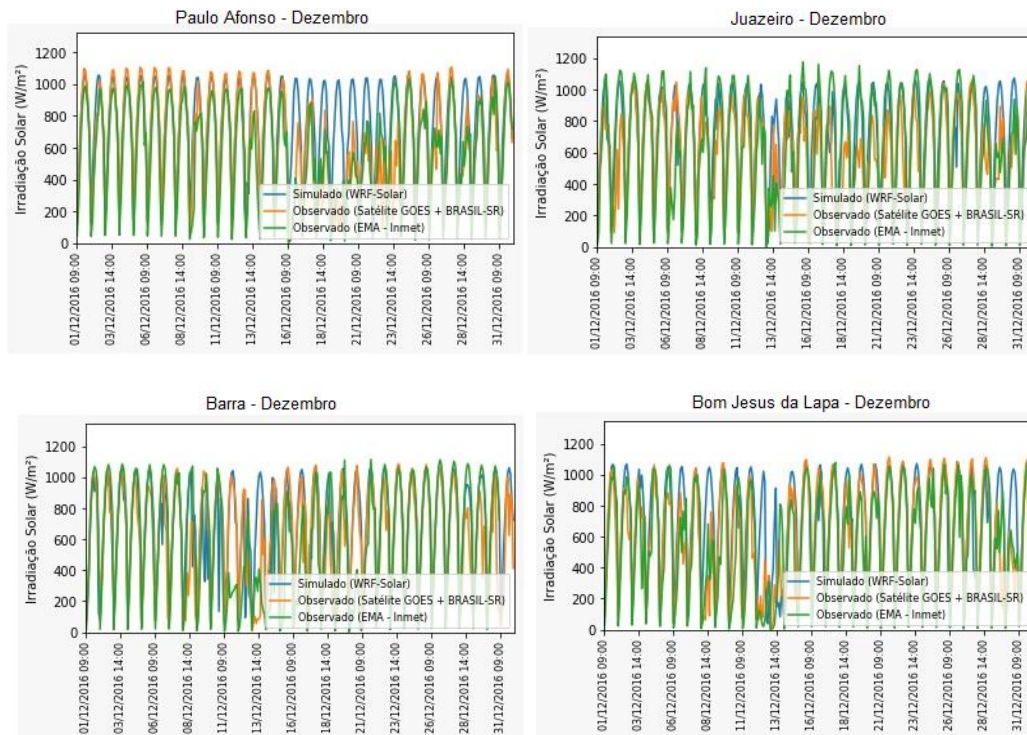


Barra - Novembro



Bom Jesus da Lapa - Novembro





Como é possível verificar, pode-se observar que o Vale São Francisco, devido a sua localização, possui altos índices de irradiação solar em quase todos os meses. Devido ao seu regime de chuva, a região de Paulo Afonso possui maior variabilidade mensal da irradiação solar, e Juazeiro a região com menor variabilidade de irradiação. Observa-se claramente que o trimestre de verão e primavera em todas as microrregiões, abriga os meses com maior incidência de irradiação solar em torno de 900 W/m^2 a 1100 W/m^2 . Os maiores índices são observados nas regiões de Juazeiro e Barra quando os valores da ordem de 1200 W/m^2 são atingidos. Devido a localização e regime de chuvas, Paulo Afonso é a região que com menor irradiação quando comparada as outras regiões. Os trimestres de outono e inverno caracterizam os períodos com menores incidências, estes valores ficam em torno de 400 W/m^2 a 800 W/m^2 em todas as regiões, com exceção de Juazeiro que chega a atingir 1200 W/m^2 no inverno.

Em grande parte do período, o modelo se mostra capaz de acompanhar a variação média horária dos dados observados. As microrregiões da Barra e Juazeiro apresentam uma melhor concordância entre os dados. Ao comparar o ciclo diário da irradiação solar entre os valores observados com valores simulados pelo modelo WRF-Solar, nitidamente observa-se que tanto para as estações do INMET quanto para o satélite, o modelo WRF-Solar, para a maioria dos meses, superestima a irradiação solar. Observa-se

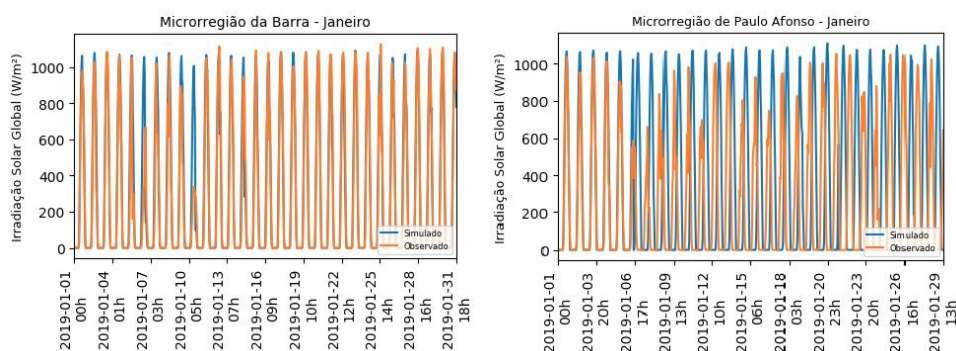
maiores divergências nos períodos em que ocorre chuva, pois o modelo não consegue captar da melhor forma este fenômeno. Nota-se também que os dados das estações automáticas são mais sensíveis as baixas irradiações que os valores estimados por satélite.

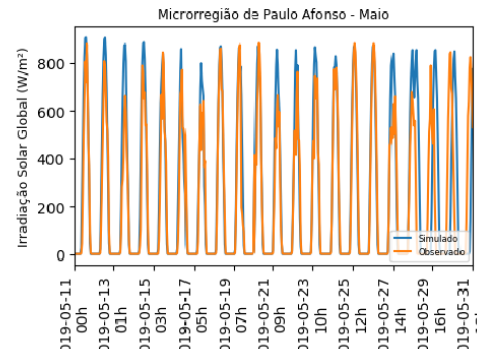
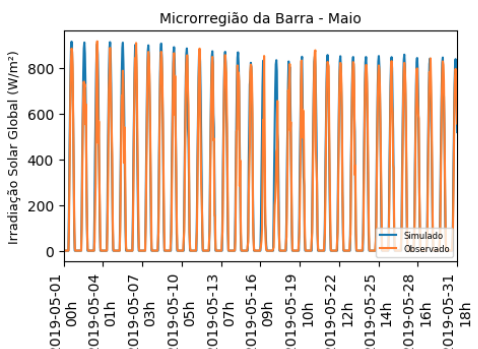
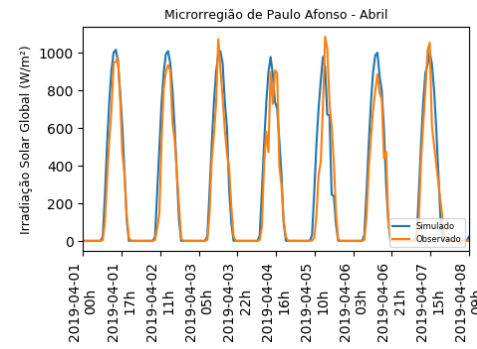
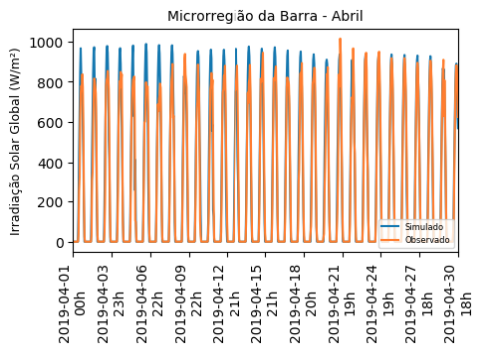
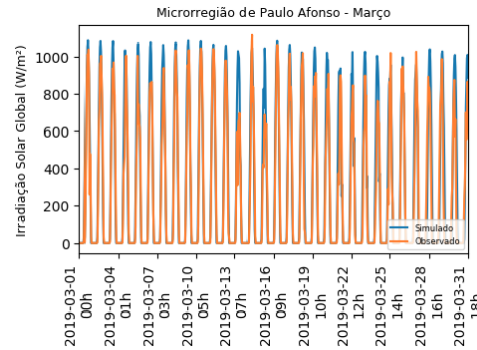
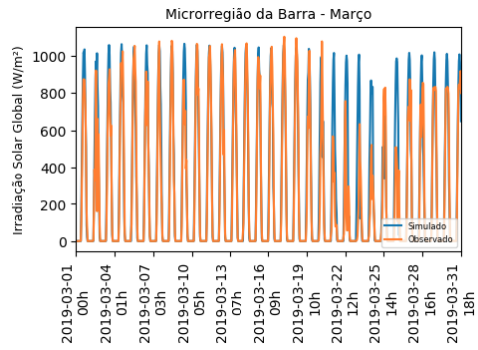
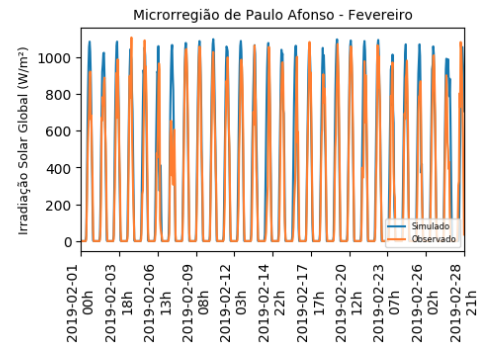
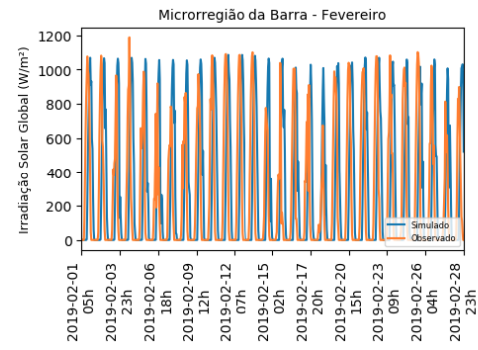
Por conseguinte, o WRF-Solar subestima a irradiação solar em todas as regiões ao longo do dia, para os meses que registraram as menores médias horárias (junho, julho e agosto). Acredita-se que isso possa ter ocorrido devido a algum fenômeno climático e em razão das dificuldades do modelo em reproduzir nebulosidade e como consequência, há em geral um melhor desempenho sob condições de céu claro.

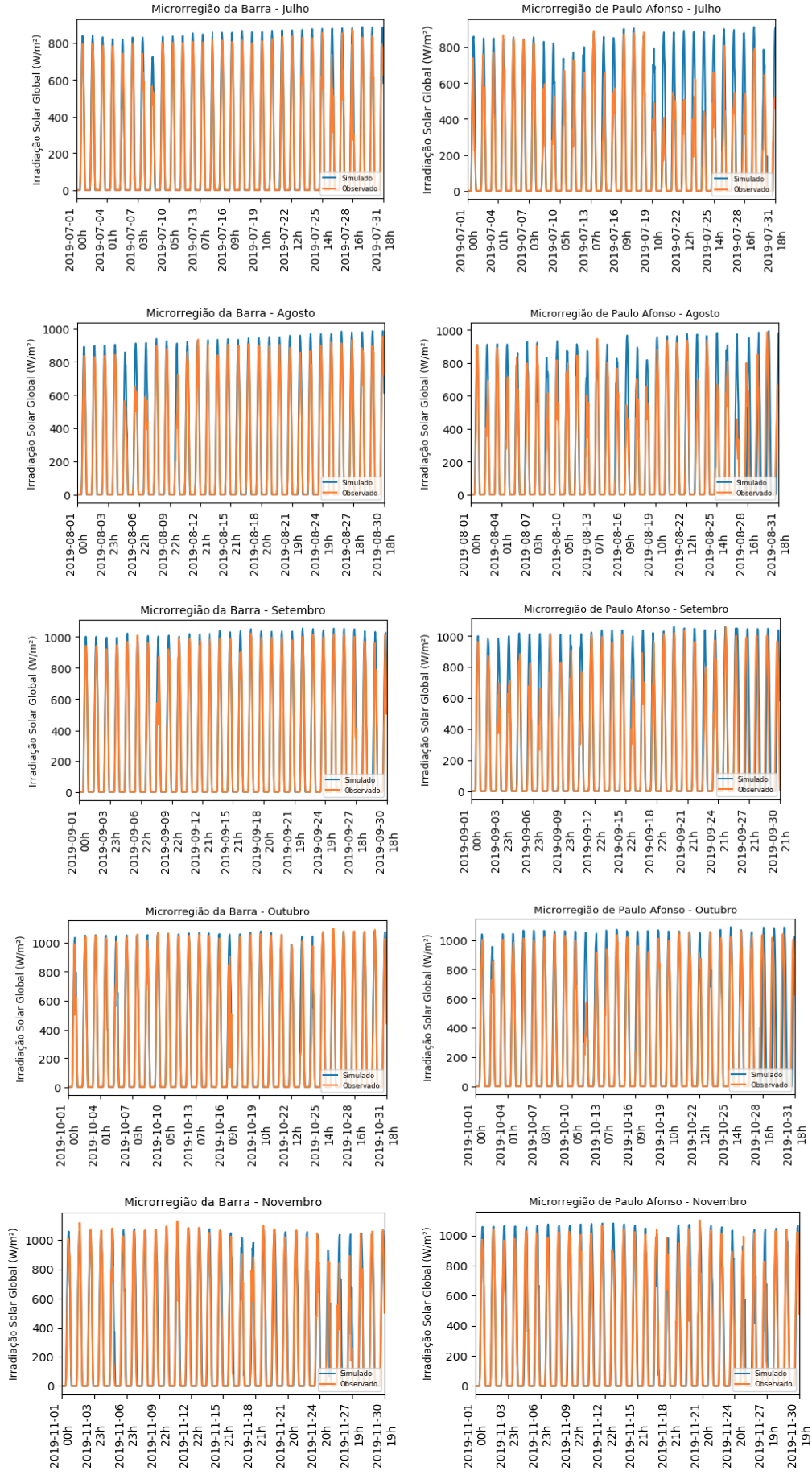
4.1.2. Cenário de 2019

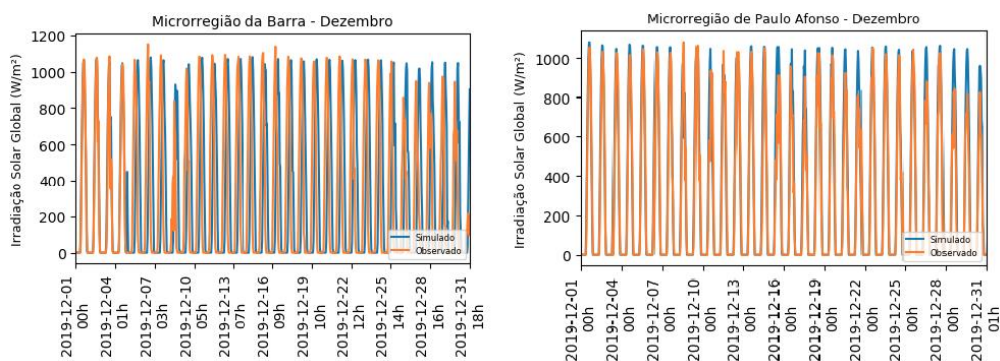
A irradiação solar no Vale São Francisco possui sazonalidades com algumas características locais. A Figura 31 ilustra o comportamento médio horário da Irradiação Solar Global e compara os valores observados com os resultados do modelo WRF-Solar durante cada mês do ano de 2019, para a microrregião da Barra (coluna à esquerda) e a microrregião de Paulo Afonso (coluna à direita).

Figura 31 – Comportamento médio horário da irradiação solar simulada e observada, da Barra (à esquerda) e Paulo Afonso (à direita), para cada mês do ano de 2019.









Analisando a distribuição espaço-temporal da irradiação em 2019 na região em estudo, a microrregião da Barra apresenta os maiores valores entre 1000 e 1100 W/m² durante o verão e a primavera. Os menores valores foram registrados nos meses de fevereiro, março e abril, período chuvoso nesta região. Observa-se uma melhor concordância entre os dados simulados e observados, em agosto, setembro e outubro, período seco na Barra.

A microrregião de Paulo Afonso, como retratado nas seções 3.1 e 4.1, não possui um período de seca, e o regime de chuvas, mesmo que em pouca quantidade, ocorre durante todo ano. Isto, pode explicar a maior variabilidade nos valores de irradiação horária mensal em comparação com a microrregião da Barra. Os valores da irradiação no verão é em torno de 900 a 1100 W/m², e no inverno chega a ter registros de 800 W/m², com o menor valor de 400 W/m² no mês de julho.

Em grande parte do período, o modelo se mostra capaz de acompanhar a variação média horária dos dados observados. A microrregião da Barra apresenta uma melhor concordância entre os dados, isto, pode ser explicado pela localização da estação, que se encontra dentro do domínio de interesse. No entanto, para Paulo Afonso, não foi possível obter dados observacionais dentro da própria região, sendo estes de uma estação localizada em Pernambuco, próxima à Paulo Afonso.

Os valores simulados, para a maioria dos meses aponta para valores mais altos do que os dados observados, o que retrata uma superestimação da maioria dos valores da série. As maiores divergências, estão entre os meses fevereiro, março e abril na microrregião da Barra e, janeiro, maio e julho na microrregião de Paulo Afonso, quando se verifica um decréscimo dos valores observados enquanto o modelo aponta para

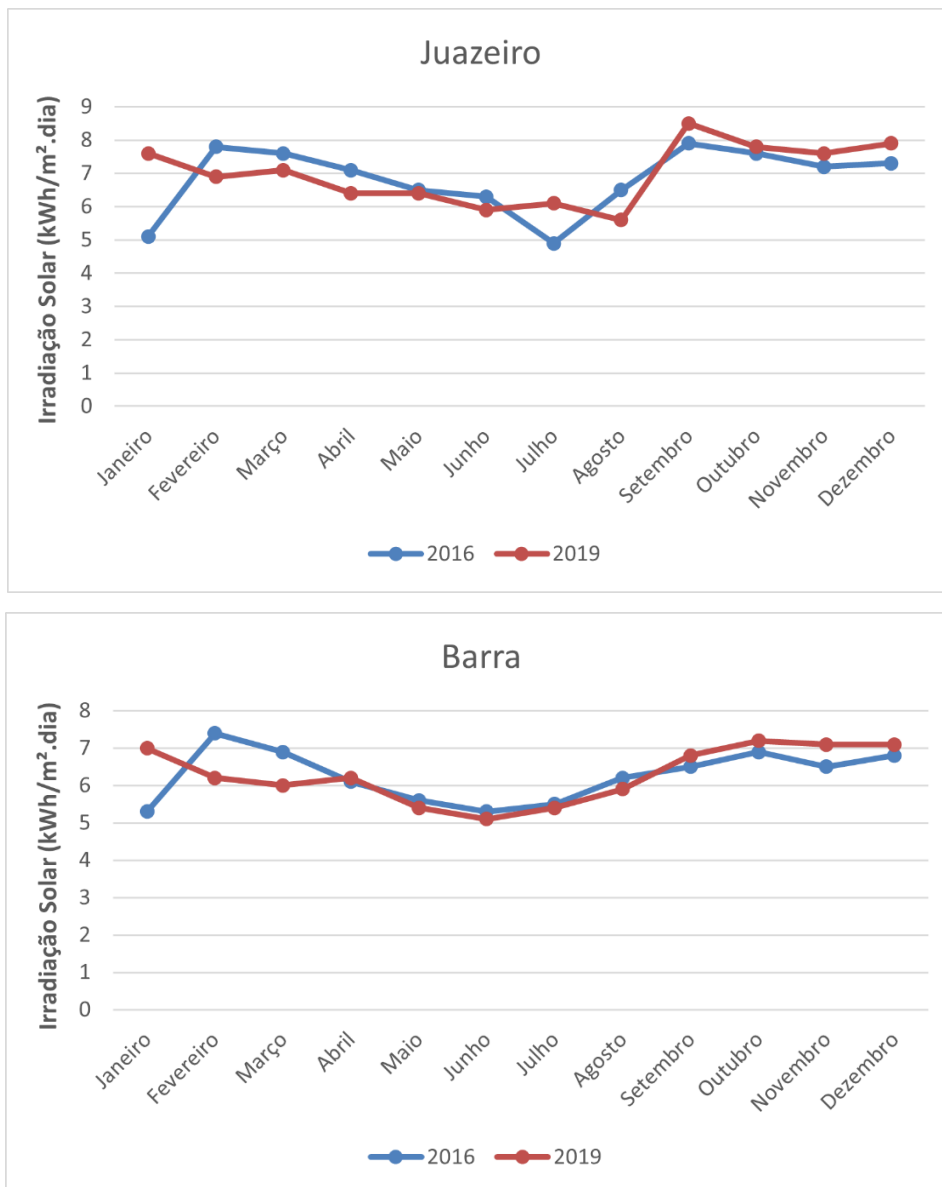
valores máximos. Acredita-se que isso possa ter ocorrido devido ao regime de chuvas ou algum fenômeno local.

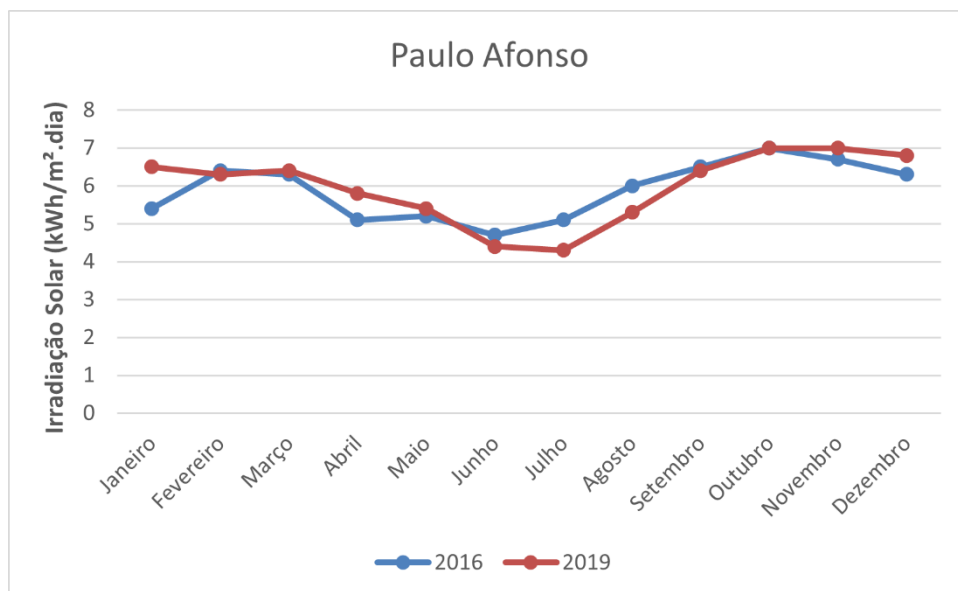
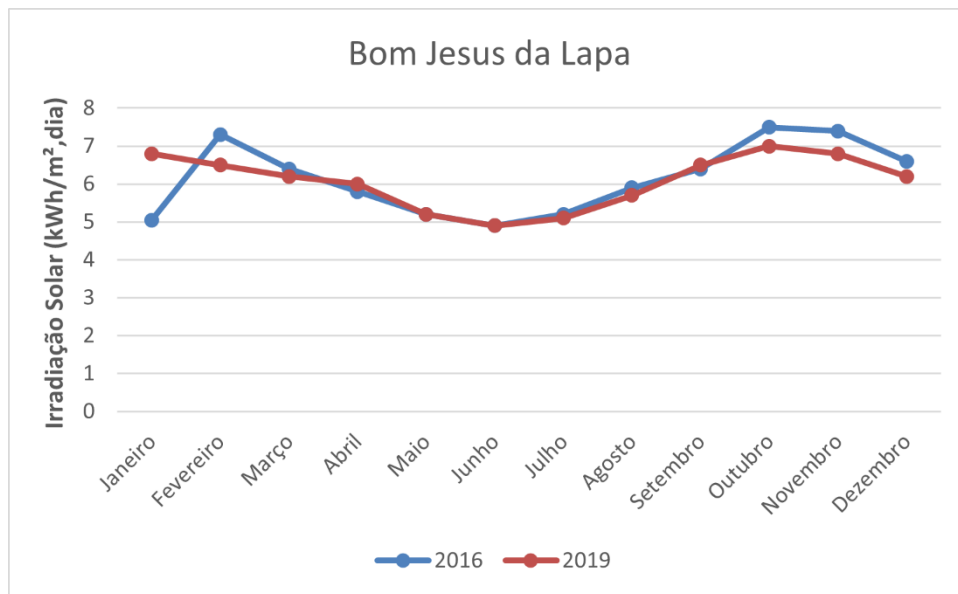
4.1.3. Variabilidade Interanual da Irradiação Solar

Nesta seção será apresentado os valores médios mensais e anuais dos totais diários de irradiação para certificar o grande potencial de aproveitamento de energia solar na região do Vale São Francisco.

A Figura 32 apresentam os valores médios mensais dos totais diários de irradiação solar em cada uma das regiões do Vale para os anos de 2016 e 2019.

Figura 32 – Médias totais mensais de irradiação



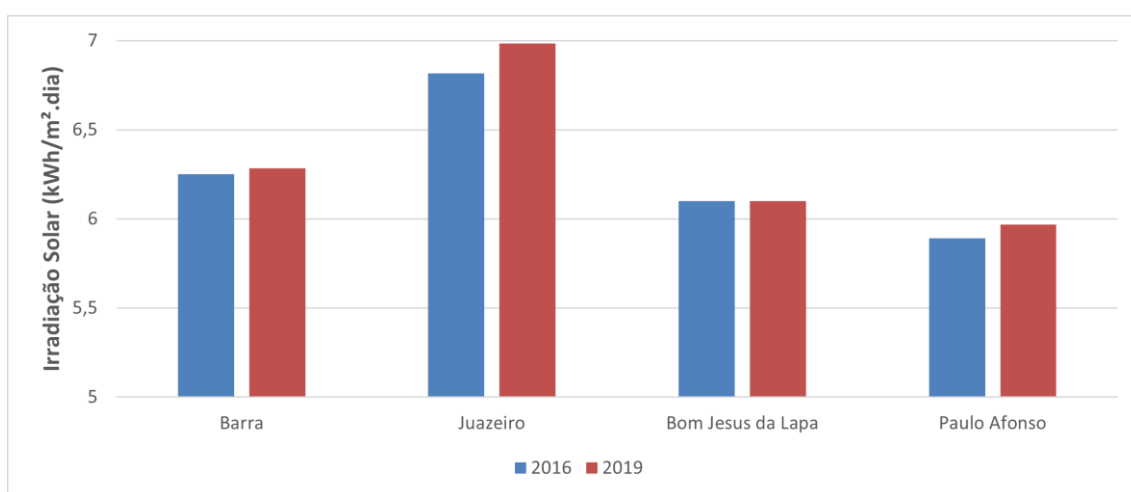


Analisando os gráficos, nota-se que no ano de 2016, a região de Juazeiro apresenta as maiores médias mensais dos totais diários de irradiação solar com valores máximos de 7,9 kWh/m².dia no mês setembro, e 50% das médias mensais contidas no intervalo entre 7,1 e 7,8 kWh/m².dia. Na região da Barra 50% das médias mensais apresentam valores entre 6,2 e 7,4 kWh/m².dia, enquanto em Bom Jesus da Lapa os valores oscilam entre 4,9 a 7,5 kWh/m².dia. A região de Paulo Afonso foi a que apresentou a menor variabilidade interanual, com médias entre 4,7 e 6,7 kWh/m².dia, embora possua amplitude menor. Os extremos superiores das médias mensais foram encontrados durante o verão e a primavera.

Identifica-se que no ano de 2019 houve um leve aumento das médias mensais para os meses que apresentam maior incidência (verão e primavera) para todas as regiões, com exceção de Juazeiro que chegou a um extremo superior de 8,5 kWh/m².dia no mês de setembro comparado a 7,9 kWh/m².dia do mesmo mês para o ano de 2016. Observa-se que houve um aumento considerável no mês de janeiro para todas as regiões. Para os dois anos, a menor média mensal ocorreu nos meses de junho e julho em todas as regiões.

Como pôde-se observar a região do Vale São Francisco possui um potencial promissor na geração de energia solar. Segundo o Atlas Solar da Bahia, o nível de irradiação anual mínimo para que a instalação de uma usina solar em determinada região se torne viável e suficiente para que o investimento seja lucrativo é de 1.800 kWh/m². A despeito disso, a Figura 33 apresenta a média anual dos totais diários para as quatro microrregiões do Vale.

Figura 33 – Média total anual para as quatro microrregiões do Vale São Francisco



Conforme mostra a Figura 33 e analisando integralmente a região do Vale São Francisco, pode-se afirmar que esta possui uma média anual de aproximadamente 6,5 kWh/m².dia, o que corresponde anualmente a 2300 kWh/m², podendo variar de acordo com o mês e região. É perceptível o significativo potencial existente no Vale São Francisco para a geração de energia fotovoltaica.

4.2 Análise Estatística da Irradiação Solar Global (GHI)

Nesta seção uma avaliação da estimativa de irradiação solar dada pelo modelo WRF-Solar, para as microrregiões do Vale São Francisco da Bahia, é apresentada, sendo quantificados o MBE, RMSE, NMSE, r, COR e Fator de 2. Primeiramente, será avaliado o ano de 2016 e em seguida o ano de 2019.

Nas figuras de dispersão são apresentados diagramas com médias horárias para as estações em cada região, em que as simulações (ordenadas) são comparadas com as observações (abscissas) de irradiação solar.

4.2.1. Cenário de 2016

Nesta seção são apresentados os resultados para o ano de 2016. Nas tabelas e Figuras abaixo podem ser visto os índices estatísticos para as quatro microrregiões do Vale, apesar de em alguns meses o modelo apresentar um alto viés, o modelo foi capaz de simular a irradiação solar de forma satisfatória. De modo geral, os dados observacionais de estações e satélite obtiveram resultados similares, com algumas diferenças em desempenho para determinadas regiões.

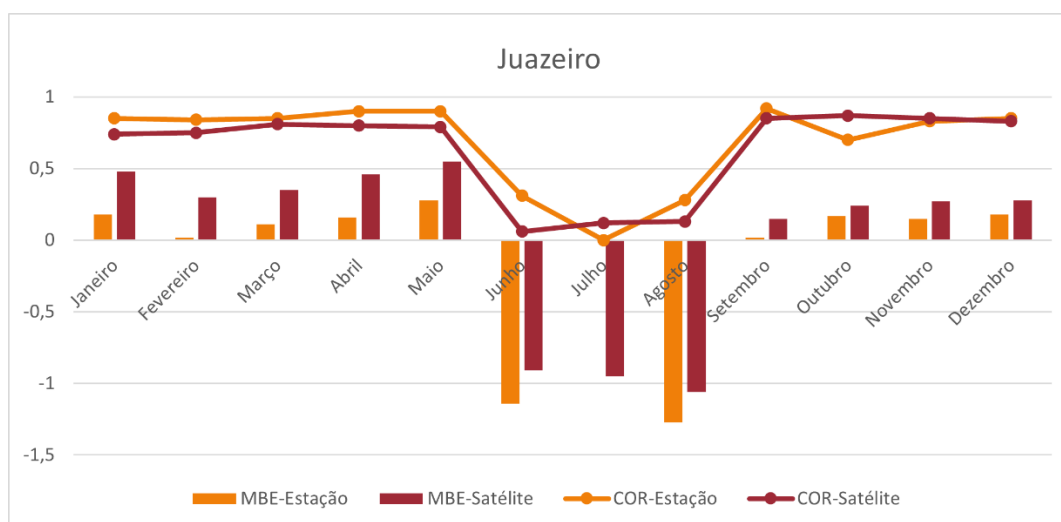
A Tabela 7 e a Figura 34 mostram os erros estatísticos calculados mensalmente ao comparar os dados simulados e observados da Irradiação Solar Global no ano de 2016 a microrregião de Juazeiro.

Tabela 7 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados - Juazeiro

Microrregião de Juazeiro						
Observado	Mês	MBE	NMSE	RMSE	COR	FAT2
EMA - Inmet	Jan	0,18	0,09	0,68	0,85	0,79
	Fev	0,02	0,11	1,11	0,84	0,74
	Mar	0,11	0,1	1,4	0,85	0,74
	Abr	0,16	0,07	1,38	0,9	0,8
	Mai	0,28	0,08	1,45	0,9	0,76
	Jun	-1,14	5,12	4,74	0,31	0,21
	Jul	-	-	-	-	-
	Ago	-1,27	4,94	4,87	0,28	0,13
	Set	0,02	0,05	0,84	0,92	0,82
	Out	0,17	0,23	1,21	0,7	0,61
	Nov	0,15	0,11	0,77	0,83	0,78
	Dez	0,18	0,09	0,68	0,85	0,79

	Jan	0,48	0,23	0,79	0,74	0,73
	Fev	0,3	0,19	0,64	0,75	0,78
	Mar	0,35	0,14	0,75	0,81	0,78
	Abr	0,46	0,19	0,79	0,8	0,74
Satélite	Mai	0,55	0,25	0,9	0,79	0,7
GOES +	Jun	-0,91	4,78	4,74	0,06	0,22
BRASIL-SR	Jul	-0,95	4,82	4,74	0,12	0,28
	Ago	-1,06	4,62	4,78	0,13	0,19
	Set	0,15	0,087	0,53	0,85	0,9
	Out	0,24	0,085	0,47	0,87	0,91
	Nov	0,27	0,1	0,47	0,85	0,87
	Dez	0,28	0,11	0,46	0,83	0,90

Figura 34 -Diagrama I dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR)



Verificando na Tabela 7 e Figura 34, para a maioria dos meses do ano, o MBE é positivo, indicando uma tendência a superestimar a irradiação solar, no entanto, para os meses de junho a agosto, o modelo subestima as séries de dados observados, apresentando para esses meses os piores índices de correlação, sempre inferiores a 0,35. A estação do INMET e satélite mostram-se com um baixo MBE e NMSE, mas com altos índices de RMSE, superior a 40%. Observa-se ainda que embora o modelo apresente um RMSE elevado, os coeficientes de correlação chegam a atingir 90% e 87% para a estação INMET e satélite respectivamente.

Nota-se ainda que os dados simulados em comparação com a estação INMET, teve melhor desempenho, com o MBE de 0,02 e NMSE de 0,05 no mês de setembro. Ao analisar o Fator de 2, este também apresentou bons resultados, ficando acima de 0,7

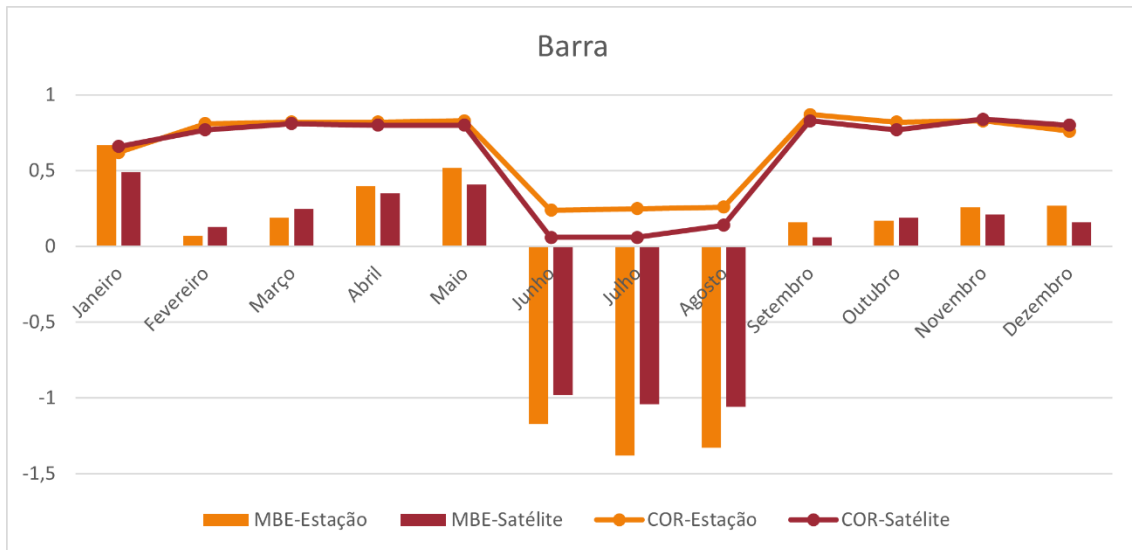
em todos os meses, com melhor resultado em setembro (87%) e Outubro (91%) para a estação INMET e satélite respectivamente.

Na Tabela 8 e Figura 35 estão representados os índices estatísticos para a estação do INMET e Satélite GOES na microrregião da Barra.

Tabela 8 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados- Barra

Microrregião da Barra						
Observado	Mês	MBE	NMSE	RMSE	COR	FAT2
EMA - Inmet	Jan	0,67	0,42	1,28	0,62	0,6
	Fev	0,07	0,11	1,17	0,81	0,73
	Mar	0,19	0,1	1,19	0,82	0,75
	Abr	0,4	0,14	1,26	0,82	0,73
	Mai	0,52	0,18	1,35	0,83	0,72
	Jun	-1,17	4,65	4,68	0,24	0,29
	Jul	-1,38	5,28	4,81	0,25	0,16
	Ago	-1,33	4,42	4,8	0,26	0,25
	Set	0,16	0,08	0,51	0,87	0,87
	Out	0,17	0,1	0,66	0,82	0,8
	Nov	0,26	0,12	0,78	0,83	0,75
	Dez	0,27	0,16	0,81	0,76	0,71
Satélite GOES + BRASIL-SR	Jan	0,49	0,33	0,86	0,66	0,63
	Fev	0,13	0,13	0,9	0,77	0,78
	Mar	0,25	0,12	1,33	0,81	0,78
	Abr	0,35	0,16	1,42	0,8	0,78
	Mai	0,41	0,19	1,45	0,8	0,75
	Jun	-0,98	5,14	4,77	0,06	0,29
	Jul	-1,04	5,52	4,79	0,06	0,27
	Ago	-1,06	4,66	4,84	0,14	0,28
	Set	0,06	0,091	0,59	0,83	0,85
	Out	0,19	0,12	0,56	0,77	0,88
	Nov	0,21	0,1	0,52	0,84	0,88
	Dez	0,16	0,11	0,53	0,80	0,91

Figura 35 - Diagrama II dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR)



Como mostra a Figura 35, o comportamento do MBE se apresentou positivo para a maioria dos meses do ano. Verifica-se menor MBE no período da primavera e verão com exceção do mês de janeiro, no qual constatou-se que durante o mês todo teve ocorrência de chuva, o que explica um alto MBE para este mês, 67% e 49% para a estação INMET e satélite respectivamente. O menor NMSE foi de 0,08 (INMET) e 0,091 (Satélite) para o mês de setembro. Para a maioria dos meses o MBE e NMSE teve melhor resultado com os dados estimados por satélite, mas com altos índices de RMSE para ambos dados observacionais, sempre superior a 50%. Os coeficientes de correlação indicam bons níveis de correlações entre simulações e observações, sempre superiores a 0,6. Ao analisar o fator 2, também apresentou bons resultados, ficando acima de 0,7 para a maioria dos meses, com exceção de janeiro (56%), junho (29%), julho (16%) e agosto (25%), sendo estes últimos 3 meses subestimado pelo modelo. Nota-se que tanto para Juazeiro, quanto Barra, os resultados são melhores nos meses de setembro a dezembro, período que apresenta maior nível de irradiação solar e, conseqüentemente, menor cobertura de nuvens.

A Tabela 9 e Figura 36 mostram os resultados dos indicadores estatísticos ao comparar os dados simulados e observados da Irradiação Solar Global no ano de 2016 a microrregião de Paulo Afonso.

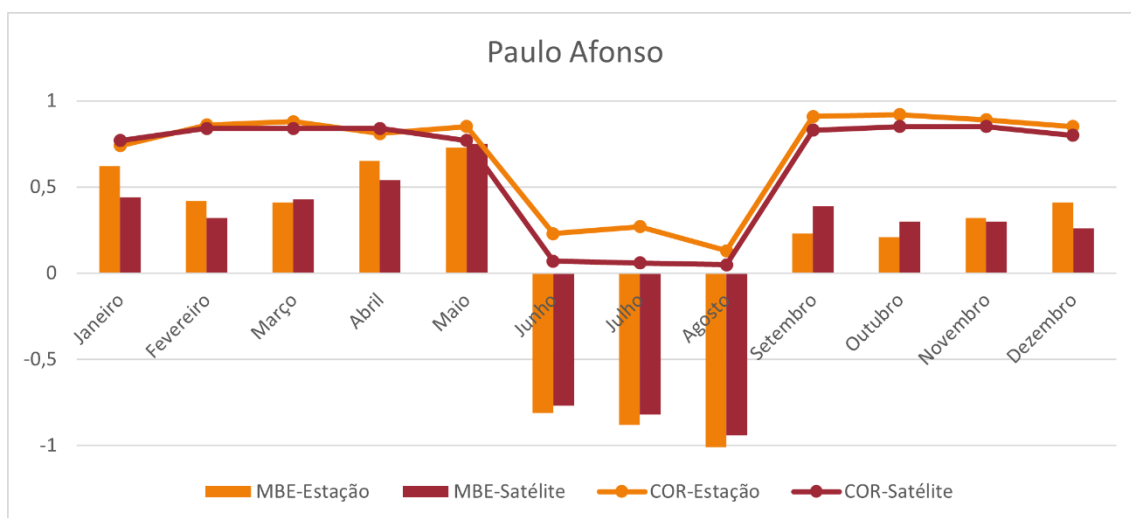
Tabela 9 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados – Paulo

Afonso

Microrregião de Paulo Afonso						
Observado	Mês	MBE	NMSE	RMSE	COR	FAT2
EMA - Inmet	Jan	0,62	0,32	1,16	0,74	0,62
	Fev	0,42	0,14	1,05	0,86	0,73
	Mar	0,41	0,12	1,04	0,88	0,75
	Abr	0,65	0,3	2,35	0,81	0,6
	Mai	0,73	0,33	1,29	0,85	0,61
	Jun	-0,81	4,16	4,37	0,23	0,17
	Jul	-0,88	4,13	4,5	0,27	0,18
	Ago	-1,11	4,71	4,75	0,13	0,16
	Set	0,23	0,065	0,49	0,91	0,86
	Out	0,21	0,04	0,54	0,92	0,9
	Nov	0,32	0,08	0,49	0,89	0,85
	Dez	0,41	0,13	0,67	0,85	0,79
Satélite GOES + BRASIL-SR	Jan	0,44	0,19	0,7	0,77	0,76
	Fev	0,32	0,11	0,65	0,84	0,8
	Mar	0,43	0,14	0,67	0,84	0,79
	Abr	0,54	0,2	0,7	0,84	0,77
	Mai	0,75	0,4	0,9	0,77	0,6
	Jun	-0,77	4,39	4,48	0,07	0,18
	Jul	-0,82	4,49	4,59	0,06	0,17
	Ago	-0,94	4,35	4,63	0,049	0,18
	Set	0,39	0,15	0,49	0,83	0,87
	Out	0,3	0,09	0,47	0,85	0,91
	Nov	0,3	0,09	0,45	0,85	0,9
	Dez	0,26	0,11	0,53	0,80	0,89

Os maiores valores de NMSE (0,33) e RMSE (4,75) ocorrem na estação INMET. Em relação ao erro médio, este foi similar para ambos dados observacionais, com menor erro de 0,21 em outubro e 0,26 em dezembro para a estação do INMET e satélite respectivamente.

Figura 36 - Diagrama III dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR)



Apesar de o modelo apresentar alto RMSE, podendo esta má conformidade ser explicada pelo fato de que os dados observacionais são de uma estação localizada em Pernambuco, fora da área limite de Paulo Afonso, os coeficientes de correlação como mostra a Figura 36, indicam correlações entre simulações e observações, sempre superiores a 0,60 com exceção dos meses de junho, julho e agosto no qual o modelo subestima a série de dados. Registra-se um FAT2 máximo de 90% e 91% no mês de outubro para a estação INMET e satélite respectivamente.

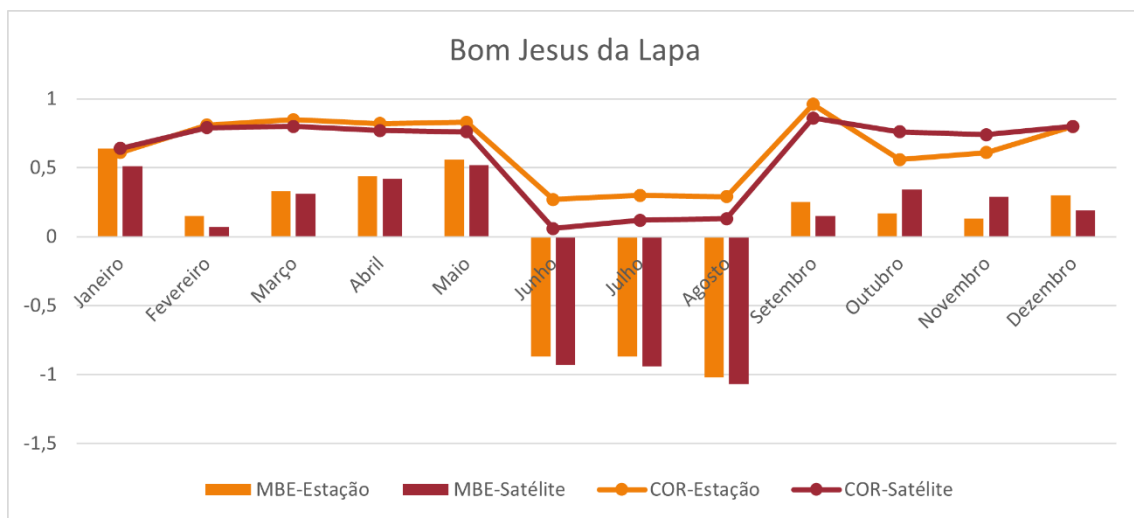
Tabela 10 resume os indicadores estatísticos médios calculados mensalmente para a estação INMET e satélite GOES na região de Bom Jesus da Lapa.

Tabela 10 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados – Bom

Jesus da Lapa

Microrregião de Bom Jesus da Lapa						
Observado	Mês	MBE	NMSE	RMSE	COR	FAT2
EMA - Inmet	Jan	0,64	0,5	1,4	0,61	0,6
	Fev	0,15	0,11	1,33	0,81	0,74
	Mar	0,33	0,12	1,4	0,85	0,73
	Abr	0,44	0,19	1,48	0,82	0,7
	Mai	0,56	0,26	1,53	0,83	0,64
	Jun	-0,87	4,67	4,53	0,27	0,26
	Jul	-0,87	3,95	4,55	0,3	0,29
	Ago	-1,02	4,45	4,7	0,29	0,27
	Set	0,25	0,047	0,64	0,96	0,81
	Out	0,17	0,29	0,72	0,56	0,58
	Nov	0,13	0,24	1,12	0,61	0,72
	Dez	0,30	0,16	0,90	0,80	0,73
Satélite GOES + BRASIL-SR	Jan	0,51	0,36	0,91	0,64	0,61
	Fev	0,07	0,11	0,84	0,79	0,81
	Mar	0,31	0,15	1,28	0,8	0,78
	Abr	0,42	0,2	1,47	0,77	0,77
	Mai	0,52	0,26	1,48	0,76	0,67
	Jun	-0,93	5,35	4,72	0,06	0,27
	Jul	-0,94	4,66	4,7	0,12	0,29
	Ago	-1,07	4,99	4,82	0,13	0,26
	Set	0,15	0,082	0,56	0,86	0,89
	Out	0,34	0,16	0,56	0,76	0,85
	Nov	0,29	0,19	0,65	0,74	0,81
	Dez	0,19	0,12	0,57	0,80	0,87

Figura 37 - Diagrama IV dos índices erro médio (MBE) e correlação (COR)

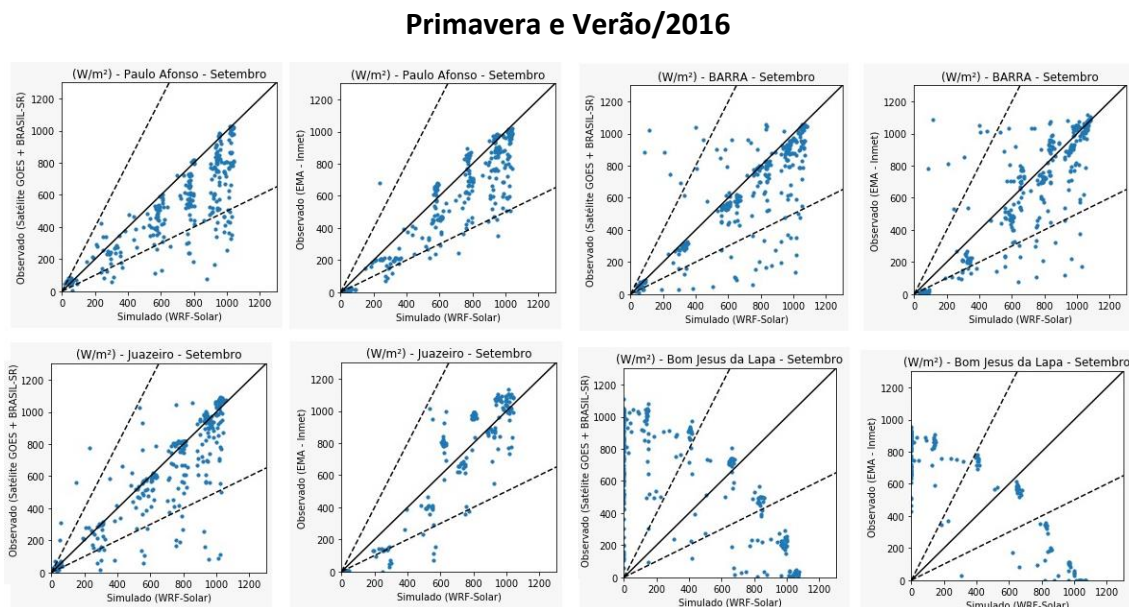


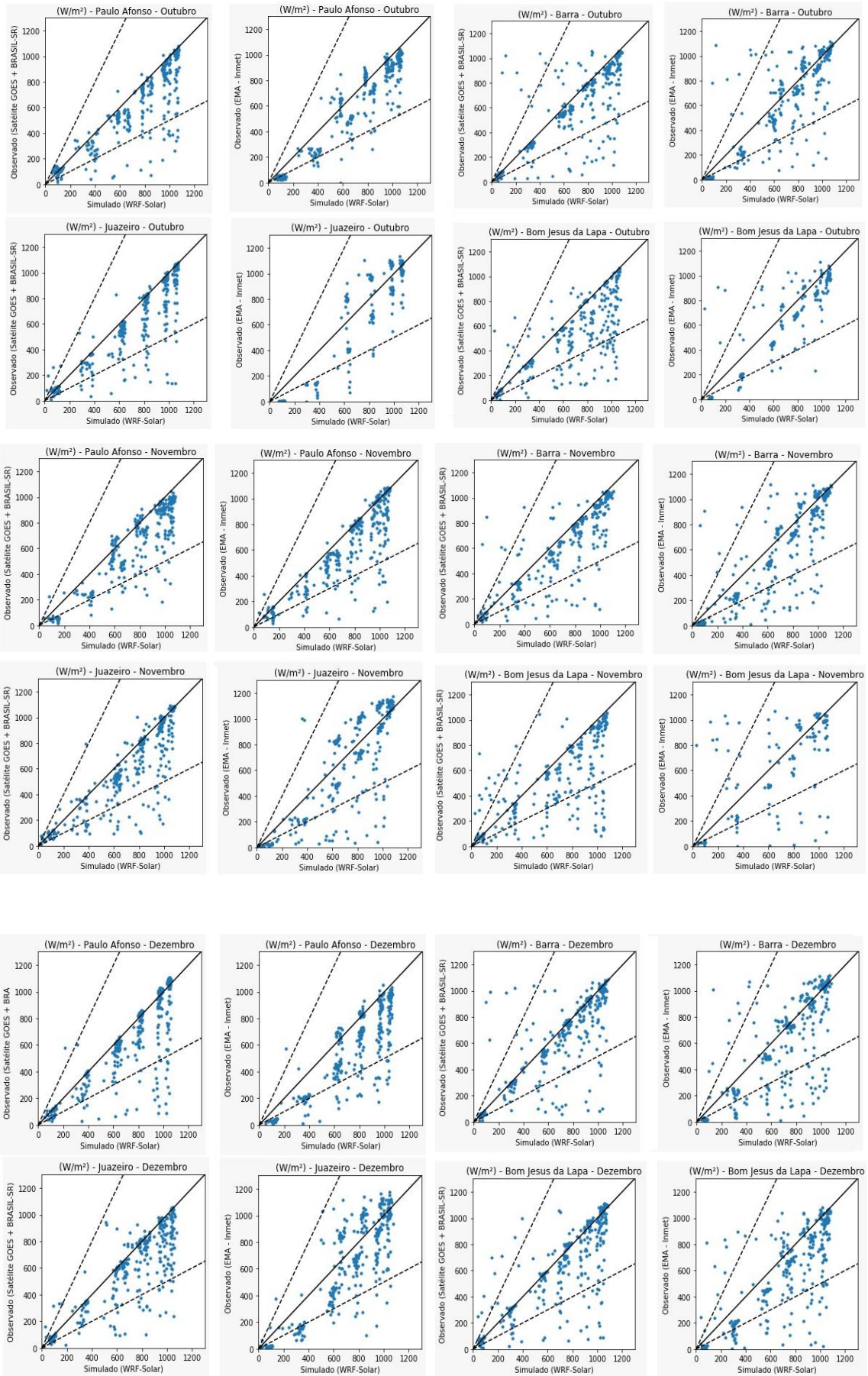
Como mostra a Tabela 10 e Figura 37, os coeficientes de correlação entre os valores do modelo e as observações variam de 0,26 a 0,89 para satélite e de 0,26 a 0,96 para estação INMET. Em relação ao MBE, os resultados mostram uma superestimação pelo modelo. A estação INMET e satélite apresentam as maiores magnitudes de, respectivamente, 64% e 51% no mês de janeiro. Nos meses de jun-jul-ago, no entanto, um MBE de -0,87 a -1,07 indica uma subestimação do modelo.

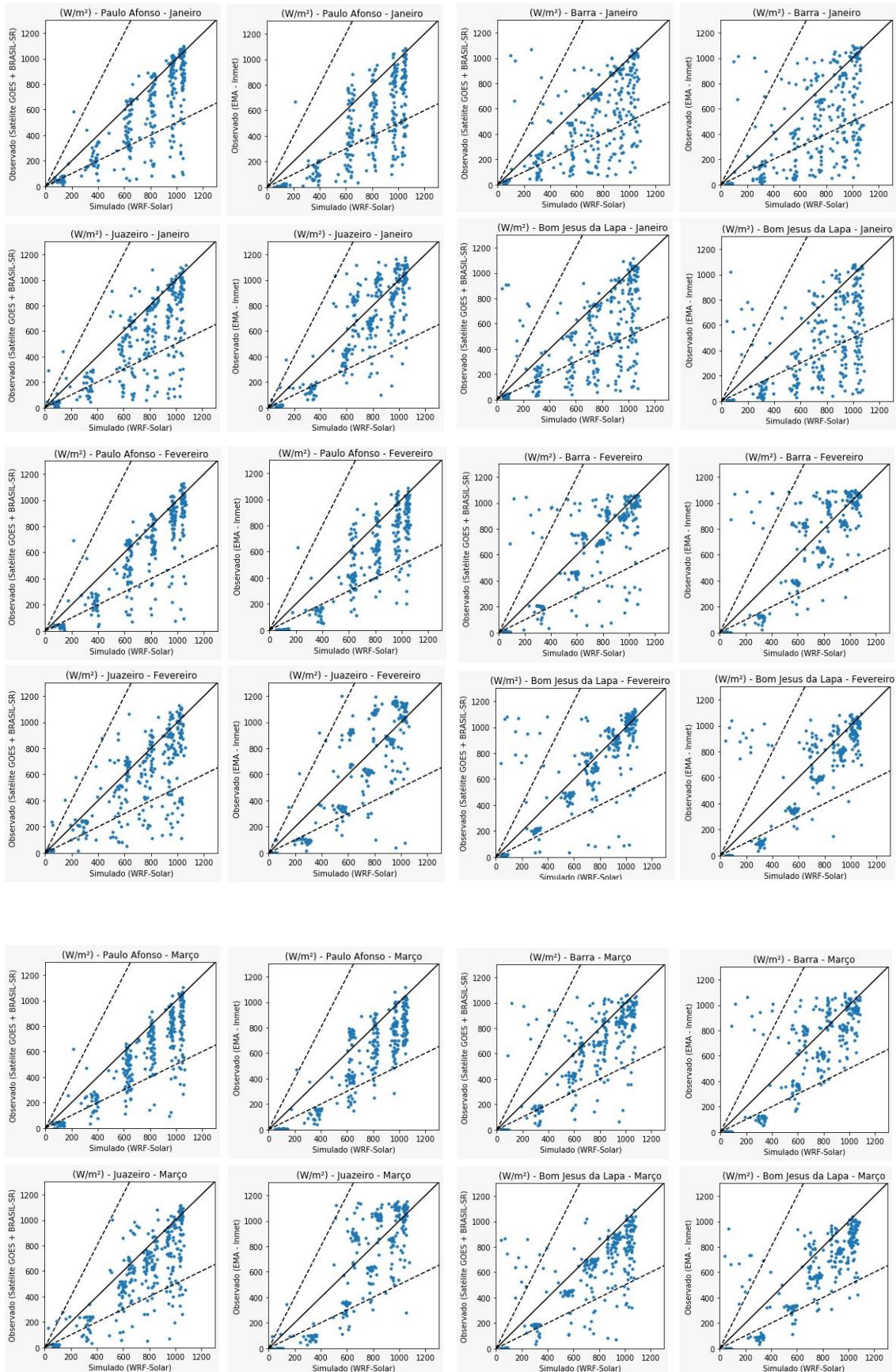
Apesar de todos os erros inerentes a um modelo de previsão e todas as dificuldades ligadas à imprevisibilidade e não linearidades atmosféricas o modelo possui uma considerável habilidade em simular a irradiação solar, especialmente para os dias com maior incidência de radiação solar e, conseqüentemente, menor cobertura de nuvens.

A Figura 38 representa a razão entre os dados simulados e observados de cada mês para as microrregiões do Vale, indicando o percentual de dados que deve estar no range de $0,5 \leq \frac{M_i}{O_i} \leq 2,0$.

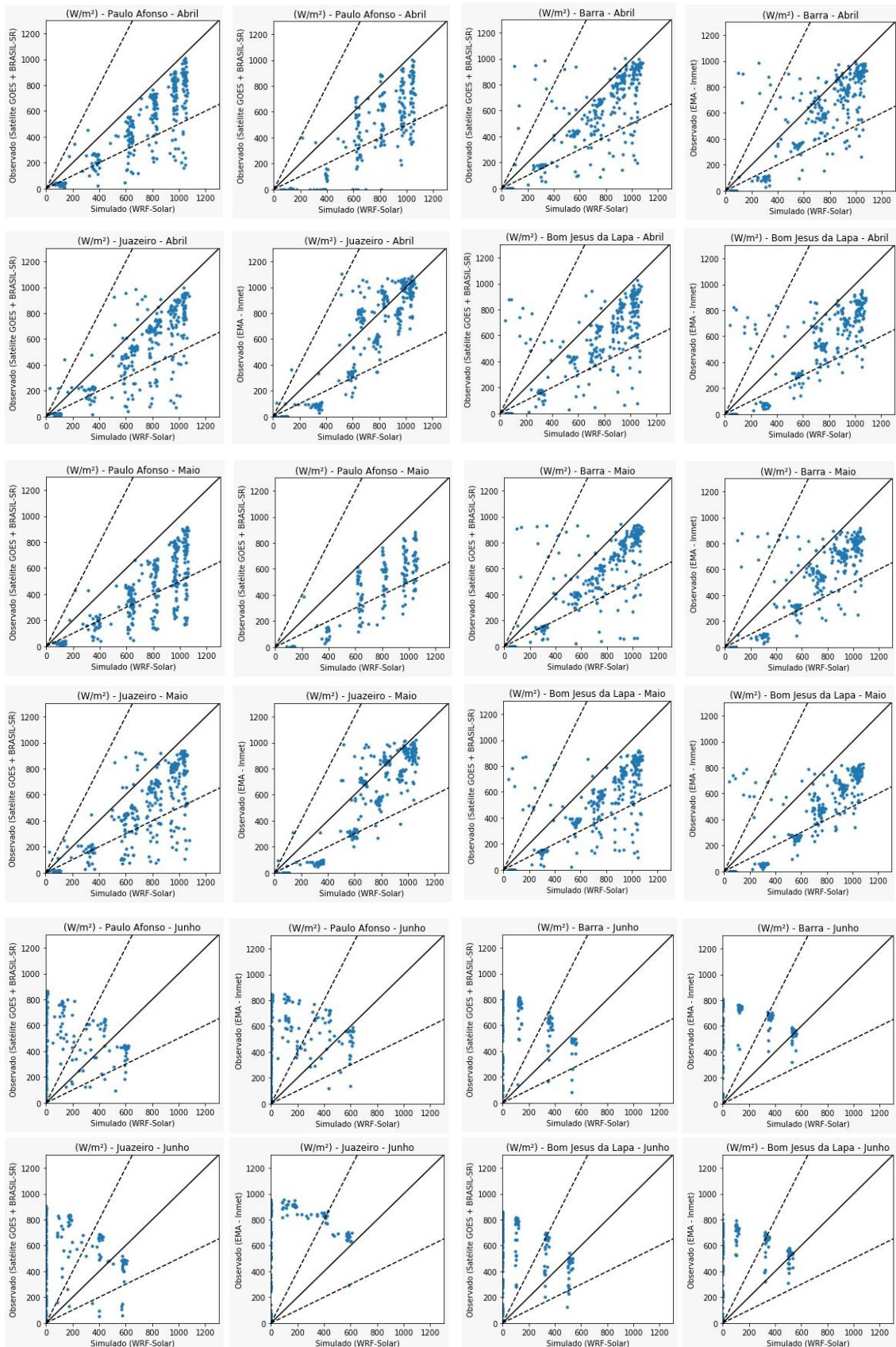
Figura 38 – Gráficos de espalhamento da irradiação solar simulada e observada do Satélite GOES (à esquerda) e INMET (à direita) para as quatro regiões

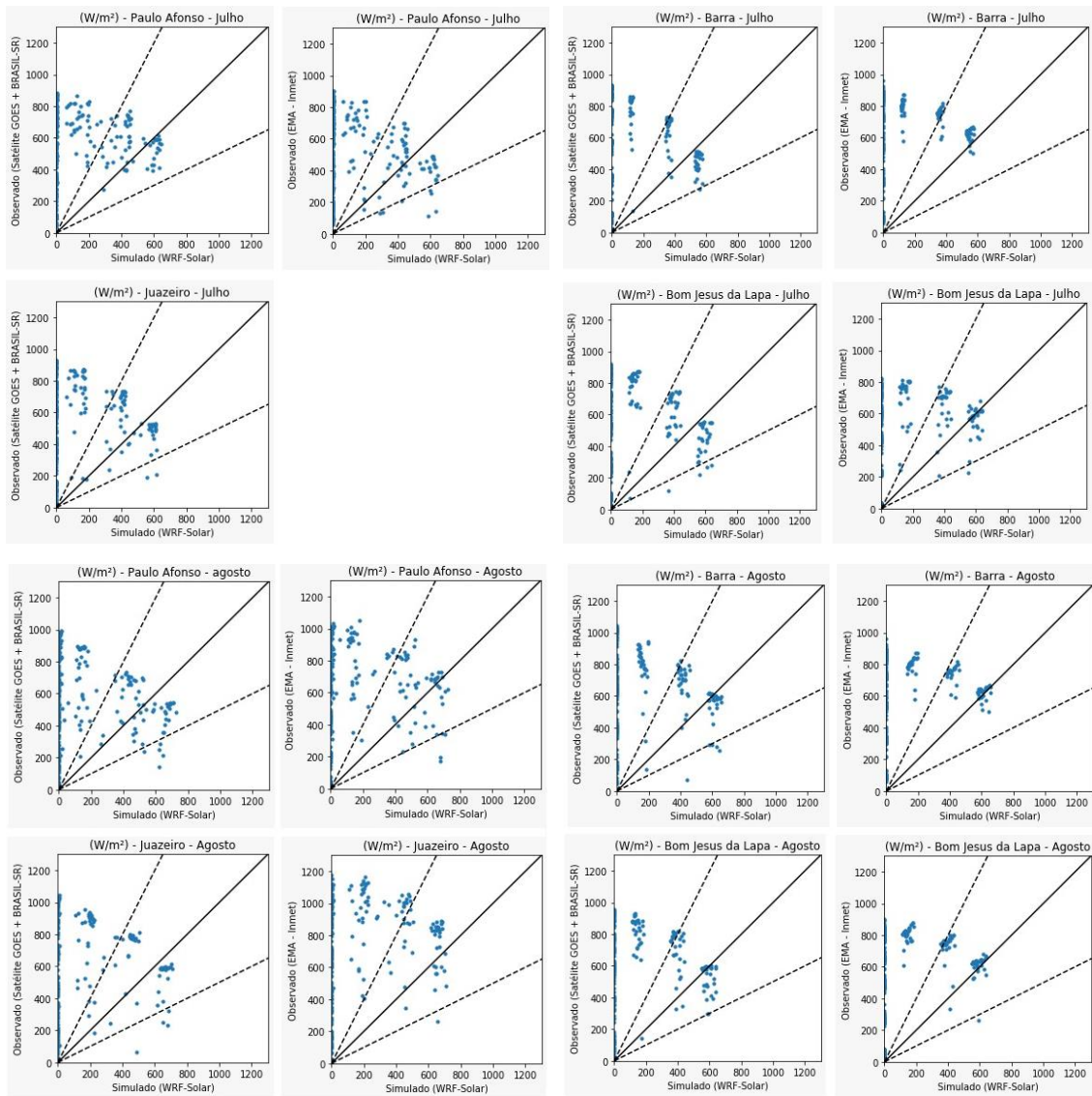






Outono e Inverno/2016





A análise dos gráficos de dispersão fornece algumas compreensões sobre o desempenho do modelo. Trabalhos como os de LIMA (2015), PEREIRA *et al.* (2017), apresentam padrão semelhante. A dispersão de valores nos gráficos da Figura 38 comprova que para todas as microrregiões o modelo tende a superestimar a irradiação para os meses de primavera e verão e subestimar para alguns meses do outono e inverno, tanto na comparação com dados da estação quanto os dados estimados por satélite. Os gráficos de dispersão mostram um alto desvio entres os dados medido e estimado, com valores de RMSE no intervalo de 0,45 a 1,4 nos meses de primavera e verão e 0,67 a 4,82 nos meses de outono e inverno. Ainda assim, pode-se notar o bom desempenho do modelo, atingindo um fator de (FAT2) na faixa de 0,6 a 0,91, com

exceção dos meses no qual o modelo subestima os valores. Os melhores resultados foram alcançados nos meses que compõe a primavera (setembro a dezembro).

Essas métricas estão associadas à dispersão dos pontos em torno da diagonal central (estimativa ideal) e dizem respeito à capacidade do modelo em estimar a irradiação em um mês específico para um ponto pertencente a determinada região ao longo do ano analisado. Observa-se que a maioria dos pontos distantes da diagonal (linha de prognóstico perfeito) são dias que foram simulados com irradiação maior do que havia. Este comportamento deve-se principalmente a deficiências do modelo em resolver de forma adequada a ocorrência de nebulosidade.

De modo geral, os dados de satélite tiveram melhor resultados para essas métricas.

4.2.2. Cenário de 2019

Nesta seção são apresentados os resultados para o ano de 2019. Tabela 11 mostra os resultados dos indicadores estatísticos ao comparar os dados simulados e observados da Irradiação Solar Global no ano de 2019 na Microrregião da Barra e na Microrregião de Paulo Afonso.

Tabela 11 – Métricas estatísticas comparando valores simulados e observados do INMET para o ano de 2019

Microrregião da Barra						
Estação	Mês	MBE	NMSE	RMSE	r	FAT2
Barra/BA	Jan	0,13	0,09	0,59	0,9	0,81
	Fev	0,2	0,19	0,74	0,77	0,74
	Mar	0,24	0,29	0,91	0,65	0,73
	Abr	0,08	0,06	0,49	0,86	0,89
	Mai	0,11	0,19	0,76	0,66	0,77
	Jul	0,13	0,13	0,63	0,76	0,76
	Ago	0,18	0,09	0,50	0,82	0,89
	Set	0,14	0,028	0,32	0,95	0,97
	Out	0,033	0,15	0,63	0,64	0,83
	Nov	0,12	0,16	0,80	0,74	0,73
	Dez	0,14	0,14	0,61	0,67	0,81
	Microrregião de Paulo Afonso					
Estação	Mês	MBE	NMSE	RMSE	r	FAT2
	Jan	0,4	0,39	0,85	0,15	0,58

	Fev	0,36	0,22	0,81	0,69	0,75
	Mar	0,32	0,41	0,98	0,18	0,61
	Abr	1,02	0,07	0,42	0,89	0,93
	Mai	1,65	0,35	0,81	0,22	0,69
Floresta/PE	Jul	0,33	0,32	1,05	0,73	0,63
	Ago	0,29	0,27	0,73	0,53	0,71
	Set	0,29	0,2	0,65	0,59	0,79
	Out	0,17	0,14	0,7	0,76	0,79
	Nov	0,076	0,35	0,92	0,33	0,65
	Dez	0,14	0,23	0,73	0,54	0,76

Para todos os meses do ano nas duas regiões, o MBE é positivo, indicando uma tendência a superestimar a irradiação solar, embora se observe uma boa concordância entre os dados observados e simulados. A estação da Barra mostra-se com um baixo MBE e NMSE, mas com altos índices de RMSE, superior a 40% com exceção do mês de setembro (32%). Observa-se ainda que embora o modelo apresente um RMSE elevado, os coeficientes de correlação indicam bons níveis de correlações entre simulações e observações, sempre superiores a 0,6.

Verificando na Tabela 11, os maiores valores para MBE, NMSE e RMSE ocorrem nos meses de fevereiro e março, período de chuvoso na região. Nota-se ainda que os melhores índices foram na primavera e verão (dezembro e janeiro), mostrando que o modelo é mais eficiente para os meses do ano com maior incidência de radiação na superfície. Observa-se um ótimo nível de correlações entre simulações e observações, sempre superiores a 0,8. Ao analisar o Fator de 2, este também apresentou bons resultados, ficando acima de 0,7 em todos os meses, com melhor resultado em Setembro (97%), Dezembro (81%) e Janeiro (81%).

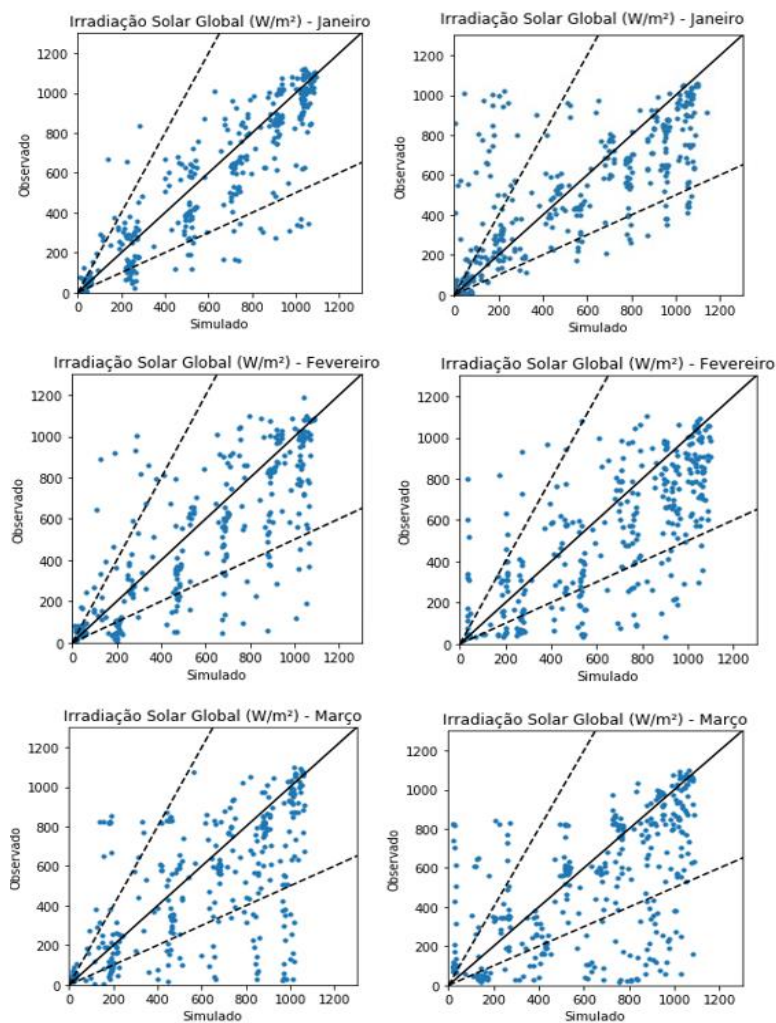
No que diz respeito aos resultados estatísticos referente a Microrregião de Paulo Afonso, esta obteve resultados inferiores em comparação com a Barra.

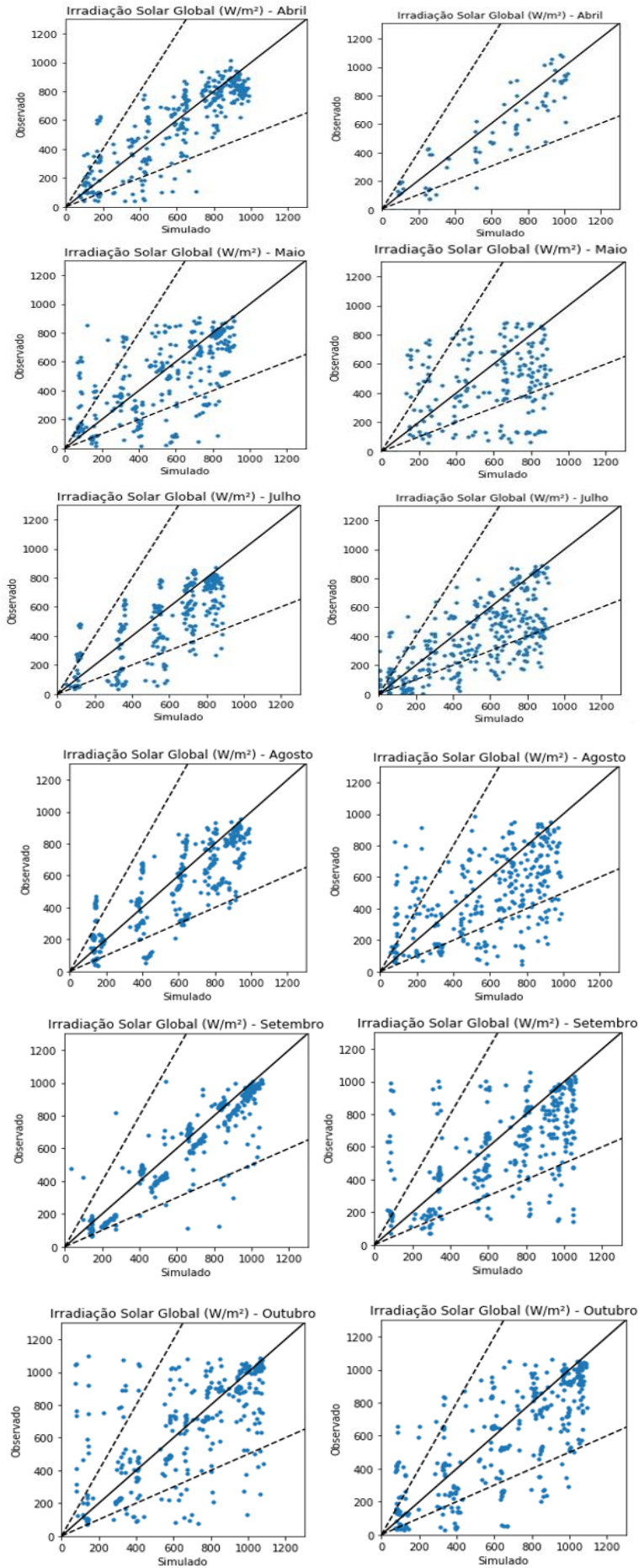
Os maiores valores de MBE, RMSE e NMSE ocorrem no outono e inverno, e os menores valores na primavera e verão, com exceção do mês de janeiro. Em todos os meses o RMSE foi superior a 60% e o coeficiente de correlação foi inferior a 0,7 com exceção de abril (0,89), julho (0,73) e outubro (0,76). O Fator de 2 se manteve na maioria dos meses entre 0,6 e 0,8, mostrando que o modelo é satisfatório, mas apresenta um erro sistemático alto. Esta má conformidade pode ser explicada pelo fato de que os

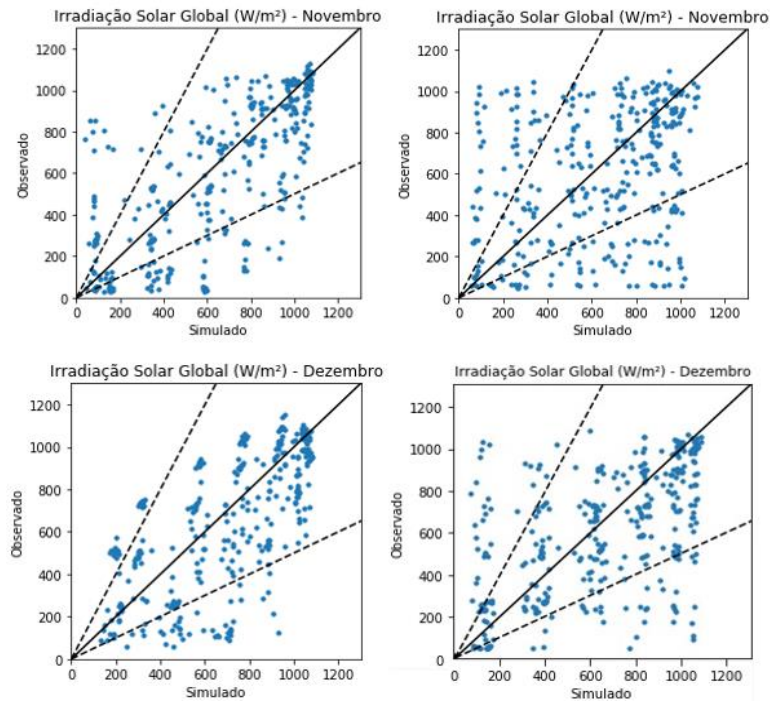
dados observacionais são de uma estação localizada em Pernambuco, fora da área limite de Paulo Afonso.

A Figura 39 representa a razão entre os dados simulados e observados, indicando o percentual de dados que deve estar no range de $0,5 \leq \frac{M_i}{O_i} \leq 2,0$.

Figura 39 – Gráficos de espalhamento da irradiação solar simulada e observada, da Barra (à esquerda) e Paulo Afonso (à direita), para cada mês do ano de 2019.







Os gráficos mostram a dispersão dos pontos em torno da diagonal central (estimativa ideal) e dizem respeito à capacidade do modelo em estimar a irradiação em um mês específico para um ponto pertencente a determinada região ao longo do ano analisado.

A dispersão de valores nos gráficos da Figura 39 confirma que o modelo tende a superestimar a irradiação para todos os meses do ano. Os gráficos de dispersão mostram um alto desvio entre os dados medido e estimado, com valores de RMSE no intervalo de 0,32 a 0,92 nos meses de primavera e verão e 0,52 a 1,05 nos meses de outono e inverno, dispondo a região da Barra em os melhores resultados. Ainda assim, pode-se notar o bom desempenho do modelo, atingindo um fator de (FAT2) sempre maior que 0,6, atingindo um valor de 0,97 no mês de setembro na Barra. Os melhores resultados foram alcançados nos meses que compõem a primavera (setembro a dezembro). De modo geral, o modelo teve melhor desempenho nas simulações para o ano de 2019.

4.3 Variabilidade espacial no Vale São Francisco da Irradiação Solar em 2016 e 2019

Um dos principais objetivos na obtenção de estimativas de irradiação utilizando modelos numérico de previsão do tempo, está atrelado a necessidade em conhecer a disponibilidade regional do recurso solar em múltiplos locais e em maiores extensões, principalmente em áreas mais remotas e que não possuam estações meteorológicas.

No intuito de investigar o comportamento espacial da irradiação solar para o período compreendido nos anos de 2016 e 2019, foi gerado mapas solares com saídas do modelo WRF-Solar nos meses de outubro e julho das microrregiões sob o ponto de vista da média da irradiação às 12 horas nos meses de maior e menor incidência respectivamente, mostrado nas Figuras a seguir.

Figura 40 – Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de outubro de 2016

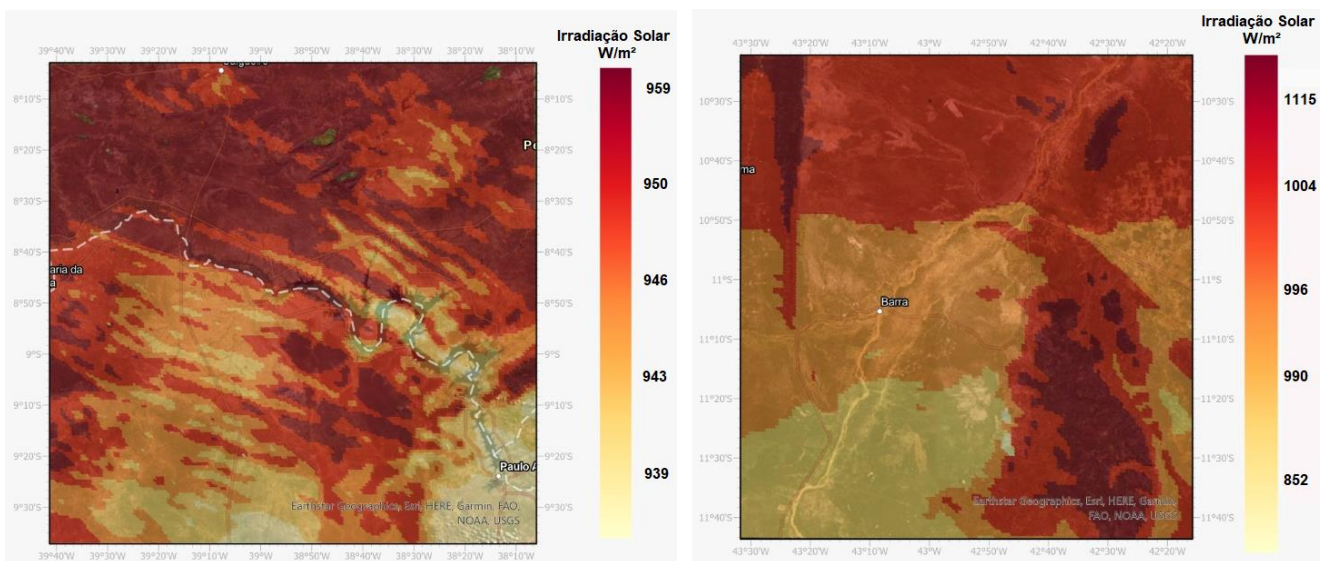


Figura 41 – Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Juazeiro (à esquerda) e Bom Jesus da Lapa (à direita) no mês de outubro de 2016

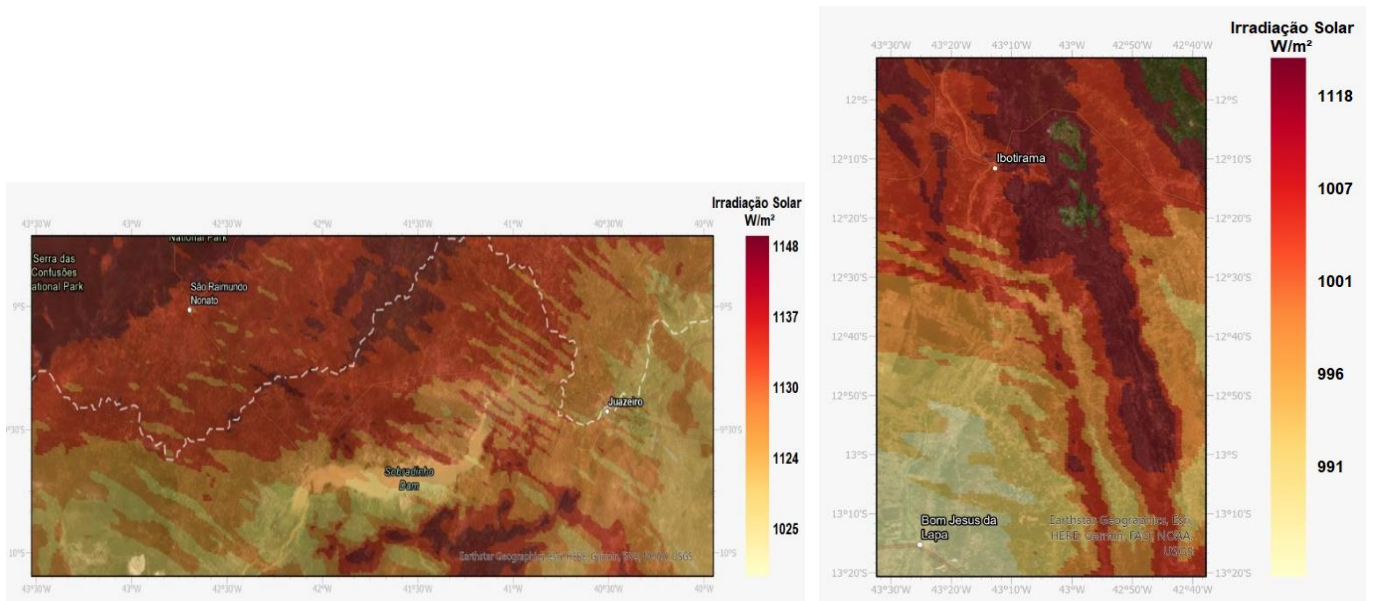


Figura 42– Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de julho de 2016

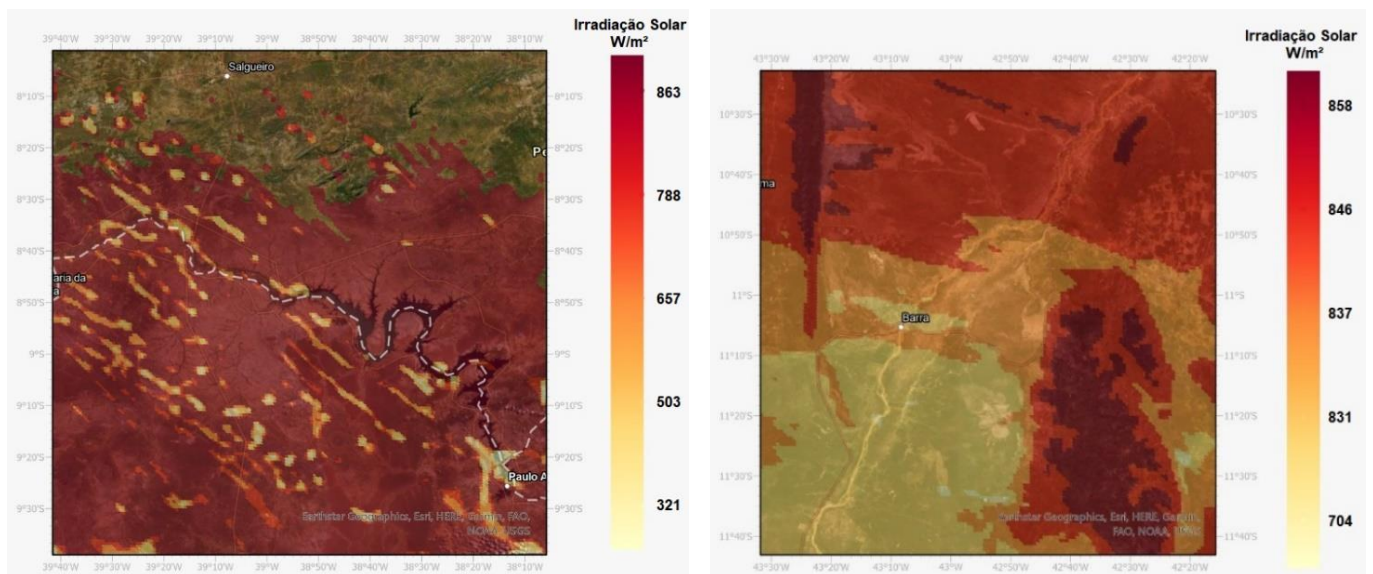
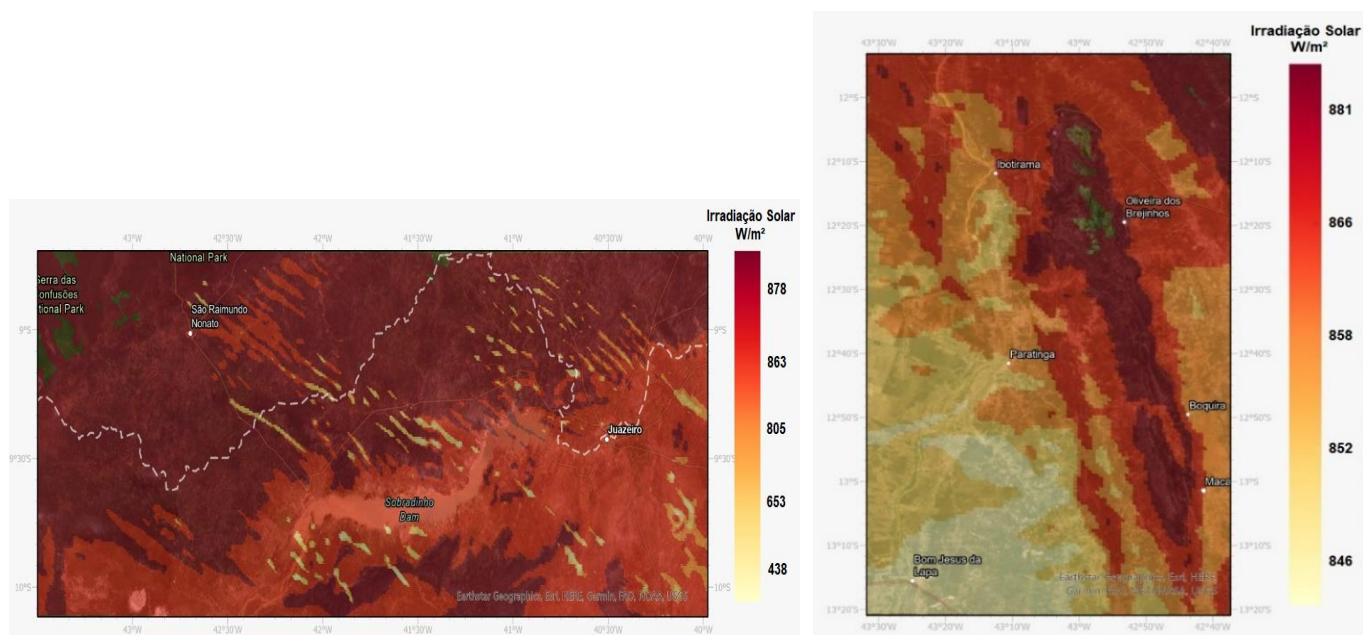


Figura 43– Irradiação Solar simulada para as microrregiões de Juazeiro (à esquerda) e Bom Jesus da Lapa (à direita) no mês de julho de 2016



As Figuras acima apresentam a distribuição espacial da GHI e demonstra concordância significativa com valores observacionais. Verifica-se nos mapas que os dados estimados pelo WRF-Solar, tanto para julho (Figuras 42 e 43) que é um mês do inverno, quanto para outubro (Figuras 40 e 41) que está na estação com maior incidência solar, possuem bons níveis de irradiação. Porém no mês de julho, possui uma maior variabilidade das médias (maior dispersão medido pela distância entre as barras nas figuras), principalmente nas regiões de Paulo Afonso e Juazeiro devido à localização. A presença de maior nebulosidade acarreta uma maior variabilidade da irradiação.

A diferença de irradiação solar não é tão grande dentre as Microrregiões do Vale. Os menores valores foram observados em locais da região de Paulo Afonso e Juazeiro no mês de julho. Neste mesmo mês as regiões da Barra e Bom Jesus da Lapa tiveram valores entre 700 e 880 W/m^2 . No mês de outubro todas as regiões apresentaram altos níveis de irradiação variando de 950 a 1150 W/m^2 . A região de Juazeiro tem o recurso solar mais abundante de todo Vale São Francisco, seguido da Barra, Bom Jesus da Lapa e Paulo Afonso.

A seguir, as Figuras 44 e 45 apresentam a distribuição espacial da GHI para o ano de 2019 das microrregiões de Paulo Afonso e Barra.

Figura 44 – Irradiação Solar simulada para Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de outubro de 2019

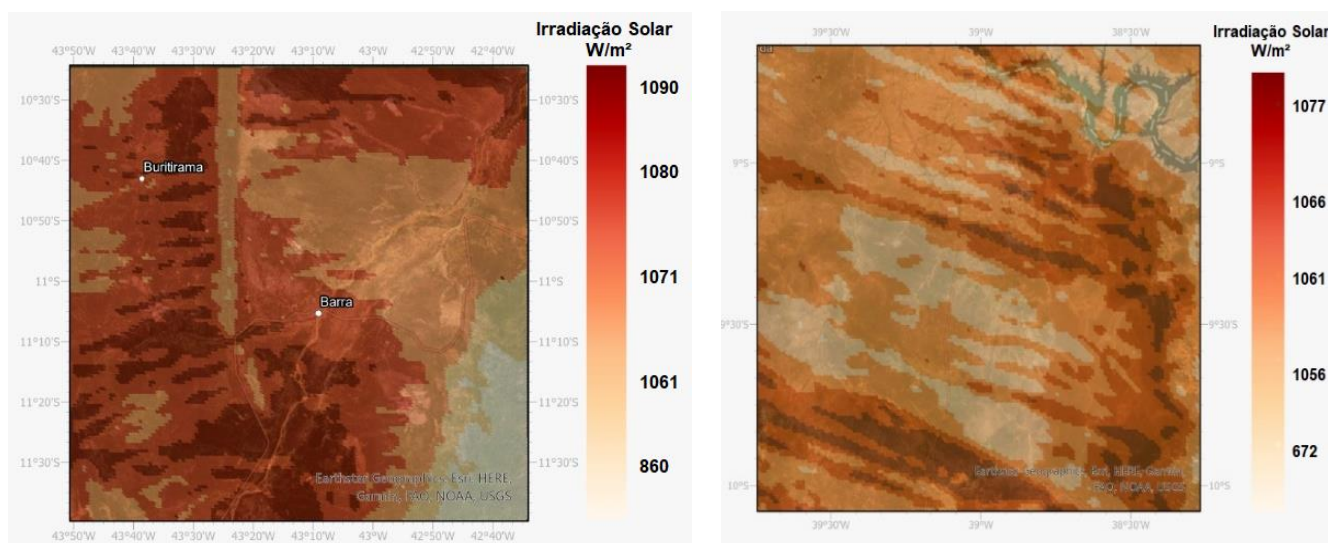
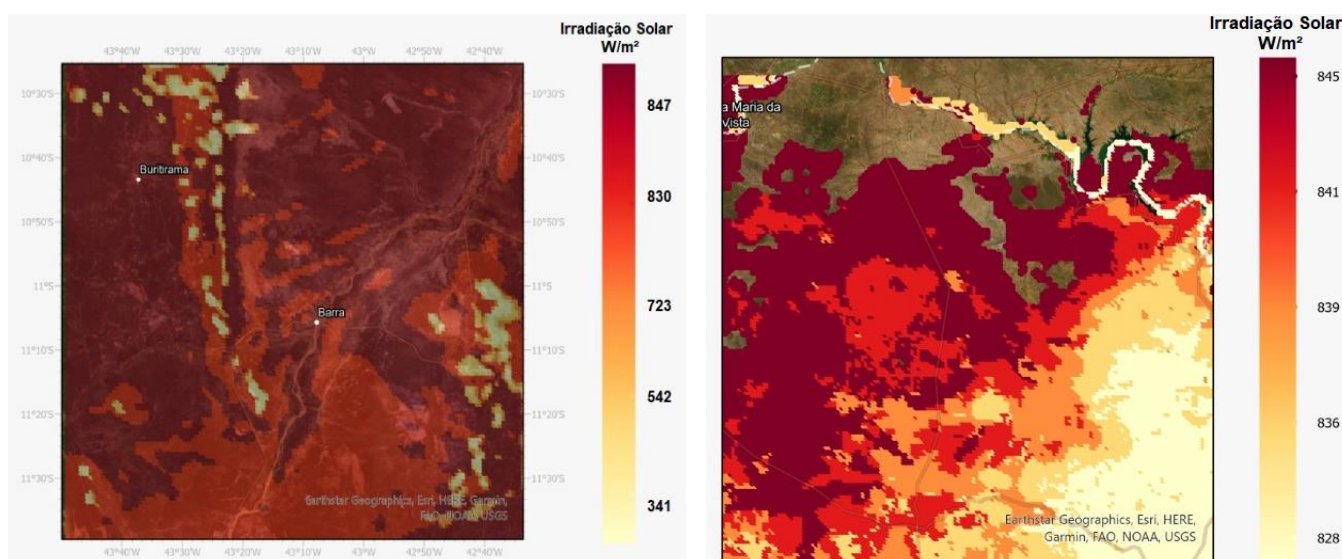


Figura 45 – Irradiação Solar simulada para Paulo Afonso (à esquerda) e Barra (à direita) no mês de julho de 2019



Pequenas diferenças em amplitude foram observadas entre os anos de 2016 e 2019. Os dois anos tem alta incidência nos dois meses no horário de 12 horas. Na seção 4.1.3 identificou-se que no ano de 2019 houve um leve aumento das médias mensais para os meses que apresentam maior incidência (verão e primavera) para todas as regiões.

No mês de outubro (Figura 44) observa-se valores de 860 a 1090 W/m² na Barra e 672 a 1077 W/m² em Paulo Afonso. No mês de julho na região da Barra (Figura 45), a incidência atingiu a mínima de 340 W/m² em alguns pontos, mas com 900 W/m² em grande parte da região. enquanto em Paulo Afonso a irradiação se distribuiu em toda região com valores entre 800 e 850 W/m².

Mais uma vez foi possível perceber e destacar as possibilidades de exploração do recurso energético solar no Vale São Francisco da Bahia.

5. CONCLUSÃO

O objetivo principal deste estudo foi estimar a irradiação solar no Vale São Francisco da Bahia utilizando o modelo WRF-Solar. Para tal, uma validação do modelo com métricas estatísticas foi realizada para analisar a coerência entre dados observados e simulados. Assim, foi possível avaliar o desempenho do modelo WRF-Solar quanto à modelagem numérica da irradiação solar para diferentes épocas do ano na região do Vale do Rio São Francisco da Bahia, explorando o comportamento do recurso solar e das sazonalidades inerentes à região. Para tal, foi avaliado o período de 2 anos (2016 e 2019) de simulação, sendo analisado cada ano separadamente, por meio da comparação com valores medidos obtidos em estações meteorológicas do INMET e dados estimados por satélite.

A predominância de irradiação solar nas quatro microrregiões do Vale fica evidente, bem como o potencial promissor dessas regiões. A variação da irradiação no Vale, varia aproximadamente entre 700 a 1.100 W/m², chegando a atingir 1200 W/m² nas regiões da Barra e Juazeiro no verão e primavera. Outono e inverno são os períodos de menor índice variando de 400 W/m² a 900 W/m², chegando a 1000 W/m² em Juazeiro. Os níveis de irradiação foram similares para os dois anos, no entanto percebe-se uma maior constância mensal da irradiação no ano de 2019, por ter sido um ano mais seco.

Os resultados mostraram uma boa correlação (acima de 0,7) entre o conjunto de dados para a maioria dos meses, mas foram encontrados vieses substanciais. Isso confirmou as deficiências conhecidas do modelo. Observa-se uma melhor conformidade entre as séries temporais simuladas e observadas, em junho, julho e agosto, período seco nas regiões da Barra, Juazeiro e Bom Jesus da Lapa, uma vez que se observa uma discordância na série quando ocorre precipitação em determinado período do mês.

Na maioria dos meses o modelo claramente superestima a irradiação solar, uma tendência mostrada em estudos anteriores conforme discutido na seção 2.4. Isto por ser explicado em razão das dificuldades do modelo em reproduzir nebulosidade e, como consequência, há em geral um melhor desempenho sob condições de céu claro. Para o ano de 2016 os valores de MBE variaram de 2% até 67% e 6% até 51% para estação INMET e satélite, respectivamente. Observa-se maiores divergências nos períodos em

que ocorre chuva, pois o modelo não consegue captar da melhor forma este fenômeno. Nota-se também que os dados das estações automáticas são mais sensíveis as baixas irradiações que os valores estimados por satélite. Por conseguinte, o WRF-Solar subestima a irradiação solar em todas as regiões ao longo do dia, para os meses que registraram as menores médias horárias (junho, julho e agosto). Acredita-se que isso possa ter ocorrido devido a algum fenômeno climático. Para todos os meses do ano de 2019, o MBE é positivo, indicando uma tendência a superestimar a irradiação solar, variando entre 0,033 a 0,24 na região da Barra e 0,076 a 1,65 na região de Paulo Afonso. Observa-se um ótimo nível de correlações entre simulações e observações, sempre superiores a 0,8 na região da Barra e inferior a 0,7 com exceção de abril (0,89), julho (0,73) e outubro (0,76) na região de Paulo Afonso.

Embora se observe uma boa concordância entre os dados observados e simulados na maioria dos meses de 2016 e 2019, os índices foram melhores para primavera e verão do que no outono e inverno, mostrando que o modelo é mais eficiente para os meses do ano com maior incidência de irradiação e sob condições de céu claro. Isto ocorre devido à capacidade limitada do modelo em simular com precisão as variações da irradiação sob condições nubladas, especialmente porque as propriedades das nuvens e sua posição exata não podem ser previstas com precisão pelos modelos NWP, bem como pelo fato de que as estimativas do modelo representam condições médias sobre uma grade específica, enquanto as medições são representativas de um único local.

Também foi verificado um ganho em desempenho, de modo que o MBE se mostrou menor, quando comparado com outros trabalhos já realizados sobre o tema, utilizando o modelo WRF. O modelo WRF-Solar apresentou bom desempenho na simulação da irradiação solar e que, portanto, foi capaz de oferecer bons resultados para o conhecimento da variação mensal e sazonal da irradiação solar. É importante frisar que o modelo utiliza dados globais e faz algumas aproximações das características topográficas da região de interesse, condição esta que poderia interferir nos resultados do modelo, comprometendo o desempenho das simulações. Desta forma, o modelo WRF-Solar mostra ser uma ferramenta computacional eficaz e importante na realização de levantamentos deste tipo, comprovando a metodologia na região.

Finalmente, o trabalho espera contribuir cientificamente com pesquisas relacionadas à caracterização do recurso solar na região e para a tomada de decisão do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na análise da viabilidade técnica e econômica para implantação de usinas solares no Brasil e, em especial, na Bahia. Estes estudos têm relevância singular, especialmente por abranger um estado como a Bahia, de grande extensão territorial e, possivelmente, o melhor e maior potencial energético dentre os estados brasileiros.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). **São Francisco**, 2020. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sala-de-situacao/sao-francisco>>. Acesso em: 18 jun. 2020.

ALONSO SUÁREZ, Rodrigo. **Estimación del recurso solar en Uruguay mediante imágenes satelitales**. Tese de Doutorado. Salto: Universidad de la República Uruguay, 205 p. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: abr. 2020.

ARAKAWA, Akio; LAMB, Vivian R. Computational design of the basic dynamical processes of the UCLA general circulation model. **General circulation models of the atmosphere**, v. 17, n. Supplement C, p. 173-265, 1977.

_____. **Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição** (2017). LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). Disponível em:<http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: jun. 2020.

_____. **Atlas Solar: Bahia**. Governo do Estado da Bahia, 76p, 2018.

BENDER, Fabiani Denise. **Verificação da previsão do tempo em São Paulo com o modelo operacional WRF**. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

BEZERRA, Francisco Diniz. Energia Solar. **Caderno Setorial**, n. 110, p.1-12, março 2020. Mensal. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/documents/80223/6888946/110_Energia%2BSolar.pdf/da714c4b-2e47-825b-1bc6-6389432166f1%0D. Acesso em: 05 jun. 2020.

BEZERRA, Francisco Diniz. Energia Solar Fotovoltaica. **Caderno Setorial**, n. 57, p.1-18, dezembro 2018. Mensal. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/documents/80223/4296541/57_solar1.pdf/0c71ca87-db56-278c-2817-6ced55af4fa2. Acesso em: 05 jun. 2020.

BRANCO, Vivian TA *et al.* Evaluación del pronóstico de irradiación solar diaria en Uruguay utilizando el modelo WRF. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. 2018.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente (MMA). **Caderno da região hidrográfica do São Francisco**. Secretaria de Recursos Hídricos. Brasília: Ministério do Meio Ambiente. 152 p, 2006.

CAMPOS, Isabelle Sardinha Leonardo; MARTINS, Fernando Ramos; DE LIMA, Francisco José Lopes. **Previsão de irradiância solar na região sudeste do Brasil empregando o modelo de mesoescala WRF ajustado por redes neurais artificiais (RNAs)**. 2019.

CEBALLOS, Juan Carlos; MACEDO, L. O. Uma base de dados de radiação solar na América do Sul, estimada por satélite (modelo GL1. 2/CPTEC). In: **V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, Brasil**. 2014.

CHAN, Sin; NOBRE, Paulo. Avaliação de Modelos Globais e Regionais Climáticos. **AMBRIZZI, T.; ARAUJO, M. Base Científica das Mudanças Climáticas**. v. 1, p. 278-319, 2015.

DENG, A.; Gaudet, B.; Dudhia, J.; Alapaty, K. Implementation and Evaluation of a New Shallow Convection Scheme in WRF. Anais do 94th American Meteorological Society Meeting, **22nd Conference on Numerical Weather Prediction**, Atlanta, GA. 2014.

DIAGNE, Maimouna et al. Post-processing of solar irradiance forecasts from WRF model at Reunion Island. **Solar Energy**, v. 105, p. 99-108, 2014.

D'ISIDORO, Massimo *et al.* Estimation of solar and wind energy resources over Lesotho and their complementarity by means of WRF yearly simulation at high resolution. **Renewable Energy**, v. 158, p. 114-129, 2020.

DUBREUIL, Vincent *et al.* Os tipos de climas anuais no Brasil: Uma aplicação da classificação de Köppen de 1961 a 2015. **Confins. Revue franco-brésilienne de géographie/Revista franco-brasileira de geografia**, n. 37, 2018.

FERRARI, Ana Francisca Prista Caetano. **Impacto das alterações climáticas no recurso solar em África**. 2018. Tese de Doutorado. Universidade de Lisboa.

FONSECA, Dora *et al.* Testes de sensibilidade à parametrização do WRF para alimentar um modelo solar de alta resolução, Re. Sun WRF parameterisation sensitivity tests to feed a high resolution solar model, Re. Sun. **8ª Assembleia Luso Espanhola de Geodesia e Geofísica**, 2014.

GAMARRO, Harold; GONZALEZ, Jorge E.; ORTIZ, Luis E. Urban WRF-Solar Validation and Potential for Power Forecast in New York City. In: **Energy Sustainability**. American Society of Mechanical Engineers, 2018.

GAUTIER C., DIAK, G., MASSE, S., 1980. A simple physical model to estimate incident solar radiation at the surface from GOES satellite. **J. Appl. Meteor**, 19, pp. 1005-1012.

GENTILE, Sabrina et al. 3D-VAR Data Assimilation of SEVIRI Radiances for the Prediction of Solar Irradiance in Italy Using WRF Solar Mesoscale Model—Preliminary Results. **Remote Sensing**, v. 12, n. 6, p. 920, 2020.

GINOUX, P.; Chin, M.; Tegen, I.; et al. Sources and distributions of dust aerosols simulated with the GOCART model. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 106, n. D17, p. 20255–20273, 2001.

GIORGI, F., Gutowski Jr. W.J., Regional Dynamical Downscaling and the CORDEX Initiative, **Annual Review of Environment and Resources**, Volume 40, pp. 467-490, 2015.

GRELL, G. A. Prognostic Evaluation of Assumptions Used by Cumulus Parameterizations. **Mon. Wea. Rev.**, 121, 764–787, 1993.

GRELL, Georg A. et al. Fully coupled “online” chemistry within the WRF model. **Atmospheric Environment**, v. 39, n. 37, p. 6957-6975, 2005.

GUEYMARD, Christian A.; JIMENEZ, Pedro A. Validation of real-time solar irradiance simulations over Kuwait using WRF-solar. In: 12th International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry, **EuroSun2018**, Rapperswil, Switzerland. 2018.

HANNA, Steven R; PAINE, Robert J. Hybrid plume dispersion model (hpdm) development and evaluation. **Journal of Applied Meteorology**, v.28,n.3,p.206–224, 1989.

HAUPT, Sue Ellen *et al.* Building the Sun4Cast system: Improvements in solar power forecasting. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 99, n. 1, p. 121-136, 2018.

HAUPT, Sue Ellen *et al.* Principles of meteorology and numerical weather prediction. In: **Renewable Energy Forecasting**. Woodhead Publishing, 2017. p. 3-28.

IACONO, MJ. *et al.*, Forçante radiativa por gases de efeito estufa de longa vida: Cálculos com os modelos de transferência radiativa AER. **J. Geophys. Res.**, 113, D13103, 2008.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). (2019) **Banco de Dados – Cidades**. Disponível em: <<http://www.cidades.ibge.gov.br/v3/cidades/home-cidades>>. Acesso em: 21 mai. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE), **Censo Demográfico**, 2010.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Banco de Dados Meteorológicos de Ensino e Pesquisa**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>. Acesso em: 20 mai. 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET**. Brasília: INMET, 11 p. Nota Técnica no 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET. 2011.

JANJIC, Zavisla I. Modelo Eta Coordenada Step-Mountain: Outros desenvolvimentos dos esquemas de convecção, subcamada viscosa e fechamento de turbulência. **Seg. Wea Rev.**, 122 , 927-945, 1994.

JIMENEZ, P., J. hacker, J. dudhia, S. Haupt, J. Ruiz-Arias, C. Gueymard, G. Thompson, T. Eidhammer, and A. Deng, 2015: WRF-Solar: An augmented NWP model for solar power prediction. Model description and clear sky assessment. Bull. **Amer. Meteor. Soc.** 2015.

JIMENEZ, Pedro 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**, v. 97, n. 7, p. 1249-1264, 2016.

KARINIOTAKIS, Georges (Ed.). **Renewable Energy Forecasting: From Models to Applications**. Woodhead Publishing, 2017.

KITAGAWA, Y. K. L. **Avaliação dos esquemas de camada limite planetária utilizando o modelo WRF para a região Metropolitana de Salvador/BA**. 2018. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Espírito Santo.

KLEISSL, J. Solar energy forecasting and resource assessment. **Academic Press**, 2013.

LAPRISE, René *et al.* Predictability of a nested limited-area model. **Monthly weather review**, v. 128, n. 12, p. 4149-4154, 2000.

LARA-FANEGO, V., RUIZ ARIAS, J.A., POZO-VÁZQUEZ, D., SANTOS-ALAMILLOS, F.J., TOVAR-PESCADOR, J. Evaluation of the WRF model solar irradiance forecasts in Andalusia (southern Spain). **Solar Energy**, v. 86, n. 8, p. 2200–2217, 2012.

LAZARIDIS, Mihalis. First principles of meteorology. In: *First Principles of Meteorology and Air Pollution*. **Springer**, Dordrecht, 2011. p. 67-118.

LIMA, Francisco J.L. **Previsão de irradiação solar no Nordeste do Brasil empregando o modelo WRF ajustado por redes neurais artificiais (RNAs)**, Tese de Doutorado. São José dos Campos: INPE, 212 p. 2015.

LIMA, Francisco J. Lopes *et al.* Intercomparação de modelos numéricos para estimativa da irradiação solar em parte do nordeste brasileiro. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. 2018.

LORENZ, E. N. Empirical orthogonal functions and statistical weather prediction. **Sci. Rep.** n. 1, Cambridge Massachusetts (EUA), Statistical Forecasting Project Department of Meteorology, 49p. 1956.

LORENZ, E. N. *The Nature and Theory of the General Circulation of the Atmosphere*. **Organização Meteorológica Mundial**, Genebra, 1963.

LORENZ, Elke *et al.* Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems. **IEEE Journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing**, v. 2, n. 1, p. 2-10, 2009.

LORENZ, Elke; KÜHNERT, Jan; HEINEMANN, Detlev. Short term forecasting of solar irradiance by combining satellite data and numerical weather predictions. In: **Proceedings of the 27th European PV Solar Energy Conference (EU PVSEC), Frankfurt, Germany**. 2012.

MARTINS, Fernando Ramos *et al.* Mapas de irradiação solar para o Brasil—Resultados do Projeto SWERA. **Anais XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Goiânia, Brasil**, p. 16-21, 2005.

MATHIESEN, Patrick; KLEISSL, Jan. Evaluation of numerical weather prediction for intraday solar forecasting in the continental United States. **Solar Energy**, v. 85, n. 5, p. 967-977, 2011.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA); Secretaria de Recursos Hídricos. **Caderno da Região Hidrográfica do São Francisco** – Brasília: MMA, 2006. 148 p.

MONIN A.S. *et al.*, Leis básicas de mistura turbulenta na camada superficial da atmosfera. **Contrib Geophys Inst Acad Sci**. URSS 151: 163–187, 1954.

MORALES, Wiliam Azambuja. **Convergência do fluxo de umidade verticalmente integrada e os prognósticos do modelo WRF**. 2013. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pelotas.

NATIONAL CENTER FOR ATMOSPHERIC RESEARCH (NCAR). **User's Guides for the Advanced Research WRF (ARW) Modeling System**, v. 3, apr. 2017. Disponível em: <http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3.9/users_guide_chap3.html>.

NATIONAL CENTERS FOR ENVIRONMENTAL PREDICTION/NATIONAL (NCEP) Weather Service/NOAA/U.S. Department of Commerce. 2015, updated daily GDAS/FNL 0.25 Degree Global Tropospheric Analyses and Forecast Grids. **Research Data Archive at the National Center for Atmospheric Research, Computational and Information Systems Laboratory**. 2015.

NIU, Guo-Yue *et al.* The community Noah land surface model with multiparameterization options (Noah-MP): 1. Model description and evaluation with local-scale measurements. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 116, n. D12, 2011.

OHTAKE, Hideaki *et al.* Accuracy of the solar irradiance forecasts of the Japan Meteorological Agency mesoscale model for the Kanto region, Japan. **Solar Energy**, v. 98, p. 138-152, 2013.

OLIVEIRA, E. M. G. *et al.* **Parametrizações convectivas no modelo WRF e sua relação com a precipitação durante ciclogêneses no sudeste da América do Sul**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria. 2014.

PEREIRA, E. B., Abreu, S. L., Stuhlmann, E., Rieland, M., Colle, S., 1996. Survey of the incident solar radiation in Brazil by use of Meteosat satellite data, **Solar Energy**, 57, pp. 125-132.

PEREIRA, E.B., MARTINS, F.R., ABREU, S. L., RUTHER, R., 2006. **Atlas brasileiro de energia solar**, 60 pp. Acessível na internet em http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar_reduced.pdf).

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, André Rodrigues; COSTA, Rodrigo Santos; LIMA, F. J. L. de; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. **Atlas brasileiro de energia solar. 2a. ed.** São José dos Campos: INPE, 2017.

PEREIRA, R. M.; SANTOS, C. Silva; ROCHA, A. Solar irradiance modelling using an offline coupling procedure for the Weather Research and Forecasting (WRF) model. **Solar Energy**, v. 188, p. 339-352, 2019.

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

PORFIRIO, Anthony Carlos Silva. **Estimativa de irradiação solar direta normal mediante satélite: um estudo para o nordeste brasileiro.** Dissertação de Mestrado. São José dos Campos: INPE, 135 p. 2012.

PRASAD, Abhnil Amtesh; KAY, Merlinda. Assessment of Simulated Solar Irradiance on Days of High Intermittency Using WRF-Solar. **Energies**, v. 13, n. 2, p. 385, 2020.

RAMOS, Diogo Nunes da Silva *et al.* Avaliação preliminar do modelo wrf-solar para previsão de curto prazo das irradiâncias global horizontal e direta normal. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018.** 2020.

RUIZ-ARIAS, José A.; DUDHIA, Jimy; GUEYMARD, Christian A. A simple parameterization of the short-wave aerosol optical properties for surface direct and diffuse irradiances assessment in a numerical weather model. **Geoscientific Model Development**, v. 7, n. 3, p. 1159-1174, 2014.

SAMPAIO, Gilvan; DA SILVA DIAS, Pedro Leite. Evolução dos Modelos Climáticos e de Previsão de Tempo e Clima. **Revista USP**, n. 103, p. 41-54, 2014.

SKAMAROCK, W. C. *et al.* Description of the Advanced Research WRF Version 3. **National Center for Atmospheric Research/Boulder**, Colorado, USA, 2008.

SOARES, R.V. e BATISTA, A.C. Meteorologia e Climatologia Florestal. Curitiba: UFPR. 2004. 195 p.

SEHNEM, Josue Miguel. **Estimativa da produção de energia solar fotovoltaica com base em modelos meteorológicos.** 2018. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria. 2018.

SENGERS, B. A. M. **Evaluation of a coupled fast radiative transfer model and unresolved cloud representations using WRF-Solar in the Netherlands.** 2018. Master Thesis. Wageningen University e Research. 2018.

- STENSRUD, D. J. Parameterization schemes: keys to understanding numerical weather prediction models. **Cambridge University Press**, 478 pp. 2007.
- STUHLMANN, R. *et al.* An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data. **J. Applied Meteorology**, 1990.
- TEWARI, M. *et al.* Implementation and verification of the unified NOAA land surface model in the WRF model. **20th conference on weather analysis and forecasting/16th conference on numerical weather prediction**, pp. 11–15, 2004.
- THOMPSON, Gregory; EIDHAMMER, Trude. A study of aerosol impacts on clouds and precipitation development in a large winter cyclone. **Journal of the atmospheric sciences**, v. 71, n. 10, p. 3636-3658, 2014.
- THOMPSON, G.; Tewari, M.; Ikeda, K.; *et al.* Explicitly-coupled cloud physics and radiation parameterizations and subsequent evaluation in WRF high-resolution convective forecasts. **Atmospheric Research**, v. 168, p. 92–104. 2016.
- TORRES, Fillipe Tamiozzo Pereira; DE OLIVEIRA MACHADO, Pedro José. Introdução à climatologia. **Cengage Learning**, São Paulo. 2011.
- TUCHTENHAGEN, Patricia Nunes. **WRF e o potencial eólico no Brasil em 2011**. 2013. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pelotas.
- XIE, Yu; SENGUPTA, Manajit; DUDHIA, Jimy. A Fast All-sky Radiation Model for Solar applications (FARMS): Algorithm and performance evaluation. **Solar Energy**, v. 135, p. 435-445, 2016.
- YANG, Jaemo *et al.* **Adjoint Sensitivity of FARMS to the Forecasting Variables of WRF-Solar**. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2019.
- YNOUE, R. Y., REBOITA, M. S., AMBRIZZI, T., SILVA, G. A. M. Meteorologia: noções básicas, 1 ed. **Oficina de Textos**, São Paulo. 2017.
- ZEMPILA, Melina-Maria *et al.* Evaluation of WRF shortwave radiation parameterizations in predicting Global Horizontal Irradiance in Greece. **Renewable energy**, v. 86, p. 831-840, 2016.
- ZHOU, Xin *et al.* Exploring Effects of Cloud Microphysics and Domain Size on Surface Solar Radiation Using a New WRF-Solar Based Evaluation Framework. In: **AGU Fall Meeting Abstracts**. 2018.