UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

VIVIAN TEIXEIRA ALVES BRANCO

ESTIMATIVA DA IRRADIAÇÃO SOLAR UTILIZANDO IMAGENS DE SATÉLITE E DADOS DE MEDIDAS EM TERRA: ESTUDO DE CASO FRONTEIRA BRASIL-URUGUAI

> Bagé 2016

VIVIAN TEIXEIRA ALVES BRANCO

ESTIMATIVA DA IRRADIAÇÃO SOLAR UTILIZANDO IMAGENS DE SATÉLITE E DADOS DE MEDIDAS EM TERRA: ESTUDO DE CASO FRONTEIRA BRASIL-URUGUAI

Trabalho de Conclusão de Curso II apresentado ao Curso de Engenharia de Energias Renováveis e Ambiente da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energias Renováveis e Ambiente.

Orientador: Alexandro Gularte Schäfer Co-orientador: Rodrigo Alonso-Suárez

Bagé 2016

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me concedido saúde e força para conclusão deste trabalho.

A meus pais e meus irmãos, por todo amor, paciência, incentivo e apoio emocional. Vocês foram a minha força e motivação durante todos estes anos.

Ao Laboratorio de Energía Solar da Universidad da Republica. Em especial agradeço ao co-orientador deste trabalho, Rodrigo Alonso-Suárez pelo apoio, dedicação e oportunidade concedida durante a execução deste trabalho.

Ao meu orientador, professor Alexandro Schäfer, pela confiança a mim depositada, pelo aprendizado concedidos nos últimos 3 anos de trabalho, e pela compreensão nos momentos difíceis.

Aos colegas do grupo de pesquisa do Laboratório de Modelagem e Simulação Computacional (LMSC) pela cooperação, amizade e companheirismo. Em especial ao colega e amigo Everton de Almeida Lucas.

Aos professores que fizeram parte da minha trajetória acadêmica, especialmente ao professor Flávio Pavan, que me proporcionou as primeiras oportunidades, despertando-me o interesse pela pesquisa, prezando sempre pela a ética, respeito e humildade.

Aos colegas e amigos que fizeram parte da minha trajetória acadêmica.

RESUMO

O estudo tem como objetivo geral verificar a aplicabilidade dos modelos de estimativa de radiação solar JPT (Justus, Paris, Tarpley), variações do modelo JPT e BD-JPT (Brightness-Dependent Justus, Paris e Tarpley) em parte da região de fronteira Brasil-Uruguai e compará-los com os dados medidos nas estações meteorológicas. Para tanto, foram utilizadas medidas terrestres obtidas nas estações meteorológicas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) nas cidades de Bagé, Jaguarão, Chuí, Dom Pedrito, Santana do Livramento e Uruguaiana, assim como imagens do canal visível do satélite GOES. Os modelos JPT e suas variações foram ajustados a área de estudo. Todos os dados passaram por etapas para garantir a integridade e qualidade dos resultados gerados. Como resultado, foram gerados dados de irradiação global em escala horária, diária e mensal por um período de 14 anos. Com base nos dados gerados ao longo do desenvolvimento da pesquisa, verificou-se que: a) modelo Mod1-JPT ajustado apresentou desvio médio quadrático de 14,6% na área de estudo; b) o modelo Mod2-JPT ajustado apresentou desvio médio quadrático de 14,5%; c) o modelo JPT ajustado apresentou desvio de 20,2% e d) por fim, o modelo BD-JPT sem ajuste apresentou desvio de 15% para área de estudo.

Palavras-Chave: Modelos de satélite, irradiação solar, imagens de satélite

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Matriz da Oferta Interna de Energia Elétrica no ano de 2015 (%)	4
Figura 2- Variação da geração elétrica (2015/2014)	5
Figura 3- Investimento mundial em energia renovável - 2015	7
Figura 4- Regiões do Sol	9
Figura 5 - Relações geométricas Terra-Sol	10
Figura 6 - Latitude e Longitude	11
Figura 7 - Ângulos solares	13
Figura 8 - Componentes da radiação solar	16
Figura 9 - Heliógrafo	18
Figura 10 - Actinógrafo	18
Figura 11 - Piroheliômetro	19
Figura 12 - Piranômetro	20
Figura 13- Satélites geoestacionários em órbita	22
Figura 14- Cronologia do trabalho	31
Figura 15 – Distribuição geográfica das estações	32
Figura 16 - Integridade de dados	34
Figura 17 - Defasagem temporal entre as medidas	35
Figura 18 - Defasagem temporal	36
Figura 19: Imagem do canal visível do satélite GOES	37
Figura 20 - Fr e Fr₀	
Figura 21 - Fluxograma da análise dos resultados	44
Figura 22 - Correção da integridade das medidas	45
Figura 23 – Máximo móvel do k⊤diário de Santana do Livramento	46
Figura 24 - Estimativa em dias de céu claro e nebuloso	49
Figura 25 – MBD médio horário	50
Figura 26 - RMS horário	52
Figura 27 - Estimativa da irradiação global mensal	58
Figura 28 - Série típica de irradiação Chuí	96
Figura 29 - Série típica de irradiação Jaguarão	96
Figura 30 - Série típica de irradiação Bagé	96
Figura 31 - Série típica de irradiação Dom Pedrito	97
Figura 32 - Série típica de irradiação Santana do Livramento	97

Figura 33	 Série típica de 	e irradiação Dom	Pedrito	97
-----------	-------------------------------------	------------------	---------	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Termos e definições simplificadas	14
Tabela 2- Limites e bandas espectrais para radiação solar	15
Tabela 3 - Incerteza dos piranômetros para uso científico	19
Tabela 4 - Canais espectrais do GOES	23
Tabela 5 -Histórico do satélite GOES	23
Tabela 6 - Erro RMS reportados por autores utilizando método Heliosat 1	25
Tabela 7 - Indicadores diários do modelo IGMK em diferentes regiões	26
Tabela 8 - Indicadores diário do modelo Brasil-SR	26
Tabela 9: Indicadores do modelo JPT encontrado por outros autores	28
Tabela 10 - Parâmetros do modelo BD-JPT para Uruguai	30
Tabela 11 - Informações das estações usadas no estudo	32
Tabela 12 - Defasagem temporal das medidas	36
Tabela 13 - Dados de satélite	38
Tabela 14 - Parâmetros para determinação do <i>Fr</i> o	39
Tabela 15 - Parâmetros do modelo	41
Tabela 16 - Período de dados analisados	45
Tabela 17 – Coerência entre a medida e estimativa da irradiação horária	47
Tabela 18 - Série anual típica	48
Tabela 19 - Irradiação global horária	49
Tabela 20 – rMBD horário	51
Tabela 21 - rRMS horário	51
Tabela 22 – Irradiação global diária	53
Tabela 23 - Série anual típica	54
Tabela 24 – Coerência entre a irradiação diária medida e a estimada	55
Tabela 25 - MBD diário	56
Tabela 26 - rMBD diário	56
Tabela 27 - RMS diário	57
Tabela 28 - rRMS diário	57
Tabela 29 - Irradiação global mensal média	57
Tabela 30 - MBD mensal	58
Tabela 31 - rMBD mensal	58
Tabela 32 - RMS mensal	59

Tabela 33 - rRMS mensal	59
Tabela 34 - Número de dias analisados na estação do Chuí	70
Tabela 35 - Número de dias analisados na estação de Jaguarão	70
Tabela 36 - Número de dias analisados na estação de Bagé	70
Tabela 37 - Número de dias analisados na estação de Dom Pedrito	70
Tabela 38 - Número de dias analisados na estação de Santana do Livramento	70
Tabela 39 - Número de dias analisados na estação de Quaraí	71
Tabela 40 - Número de dias analisados na estação de Uruguaiana	71
Tabela 41 – Máximo móvel do índice de claridade diário das estações	72
Tabela 42 – Máximo móvel do índice de claridade diário das estações	74
Tabela 43 – Coerência das estimativas e medidas para Chuí	76
Tabela 44 – Coerência das estimativas e medidas para Jaguarão	77
Tabela 45 – Coerência das estimativas e medidas para Bagé	78
Tabela 46 – Coerência das estimativas e medidas para Santana do Livramento	79
Tabela 47 – Coerência das estimativas e medidas para Uruguaiana	80
Tabela 48 – Série anual típica para Chuí	81
Tabela 49 – Série anual típica para Jaguarão	82
Tabela 50 – Série anual típica para Bagé	83
Tabela 51 – Série anual típica para Santana do Livramento	84
Tabela 52 – Série anual típica para Uruguaiana	85
Tabela 53 - Série anual típica diária para Chuí	86
Tabela 54 - Série anual típica diária para Jaguarão	87
Tabela 55 - Série anual típica diária para Bagé	88
Tabela 56 - Série anual típica diária para Santana do Livramento	89
Tabela 57 - Série anual típica diária para Uruguaiana	90
Tabela 58 - Série anual típica diária para Chuí	91
Tabela 59 - Série anual típica diária para Jaguarão	92
Tabela 60 - Série anual típica diária para Bagé	93
Tabela 61 - Série anual típica diária para Santana do Livramento	94
Tabela 62 - Série anual típica diária para Uruguaiana	95
Tabela 63 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação do Chuí	98
Tabela 64 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Jaguarão	98
Tabela 65 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Bagé	99
Tabela 66 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Dom Pedrito	99

Tabela 67 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Livramento100 Tabela 68 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Uruguaiana.......100

LISTA DE SIGLAS

- ABEE- Associação Brasileira de Energia Elétrica
- AERONET- Aerosol Robotic Network
- BEN- Balanço Energético Nacional
- BD-JPT- Brightness-Dependent Justus, Paris e Tarpley
- EPE- Empresa de Pesquisa Energética
- GEE- Gases de Efeito Estufa
- GOES- Geostationary Operational Environmental Satellites
- INPE- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
- INMET- Instituto Nacional de Meteorologia
- JPT- Justus, Paris e Tarpley
- LES- Laboratorio de Energía Solar
- LMSC- Laboratório de Modelagem e Simulação Computacional
- MME- Ministério de Minas e Energia
- NASA- National Aeronautics and Space Administration
- NOAA- National Oceanic and Atmospheric Administration
- OIEE- Oferta Interna de Energia Elétrica
- PDE- Plano Decenal de Energia Elétrica
- SCD- Sistema de Coleta de Dados
- SolRad-NET- Solar Radiation Network
- SONDA- Sistema de Organização de Dados Ambientais
- Unipampa- Universidade Federal do Pampa, Brasil
- Udelar Universidad de la Republica, Uruguai
- USGS- Serviço Geológico dos Estados Unidos

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO1
2.	OBJETIVOS
2.1.	Objetivo geral3
2.2.	Objetivos específicos3
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA3
3.1.	Matriz energética e Matriz elétrica brasileira3
3.2.	Energia solar5
3.2.	1. Panorama mundial da energia solar6
3.2.	2. Panorama da energia solar no Brasil7
3.3.	O Sol9
3.4.	Definições11
3.4.	1. Ângulos Sol-Terra11
3.4.	2. Irradiação solar14
3.5.	Medidas de irradiação solar na superfície da Terra17
3.5.	1. Instrumentos de medida17
3.5.	2. Medidas de radiação solar em terra no Brasil20
3.6.	Estimativa de irradiação por imagens de satélite21
3.6.	1. Imagens de satélite21
3.6.	2. Modelos de estimativa de irradiação24
3.6.	3. Histórico de modelos de estimativa de radiação no Brasil
3.7.	Modelo Tarpley27
3.7.	1. <i>Fr</i> para o modelo29
3.7.	2. <i>Fr</i> _o para o modelo29
3.8	Modelo BD-JPT
4.	METODOLOGIA
4.1.	Definição da área de estudo31

4.1.1. Dados geográficos e medidas terrestres
4.2. Análise dos dados de irradiação33
4.2.1. Medidas terrestres
4.2.2. Defasagem temporal
4.3. Dados de satélite
4.3.1.Determinação Fr e Fro
4.4. Ajuste do modelo JPT e variações do modelo JPT
4.4.1. Variações do modelo JPT40
4.4.2. Ajuste do modelo JPT e variações do modelo JPT40
4.4.3. Validação cruzada
4.5. Validação do modelo JPT e variações do modelo JPT42
4.6. Validação do modelo BD-JPT sem ajuste43
4.7. Avaliação dos resultados43
5. RESULTADOS44
5.1. Integridade e qualidade dos dados de irradiação44
5.2. Estimativa da irradiação global horária47
5.3. Estimativa da irradiação global diária53
5.4. Estimativa da irradiação global mensal57
5.5. Análise geral dos resultados
5.6. Estimativa de irradiação solar dos últimos quatorze anos60
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E PREPECTIVAS FUTURAS
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
ANEXO A – Número de dias analisados70
ANEXO B – Índice de claridade72
ANEXO C – Relação do índice de claridade74
ANEXO D – Comparação entre medida e estimativa horária de irradiação solar76
ANEXO E – Série anual típica de irradiação solar81

ANEXO F – Série anual típica diária de irradiação solar	.86
ANEXO G – Comparação das medidas e estimativas de irradiação mensal	.91
ANEXO H – Série anual típica de irradiação solar dos últimos 14 anos	.96
ANEXO I – Médias mensais e anuais de irradiação dos últimos 14 anos	.98

1. INTRODUÇÃO

A energia está presente em diferentes maneiras na vida dos seres humanos, desde aspectos biológicos até o desenvolvimento da sociedade. Diversos sociólogos correlacionam o grau desenvolvimento da humanidade com a energia consumida por ele. Os maiores desafios globais (segurança, pobreza e sustentabilidade) estão todos interligados com a questão ambiental e energética (Vecchia, 2010). O principal tema a ser discutido entre as lideranças governamentais, sociedade civil e indústria, baseia-se na energia como recurso essencial para a sobrevivência aliada a sustentabilidade de seu consumo.

Diante das alterações climáticas causadas pelo aquecimento global, nas últimas décadas os governos estão sendo ainda mais pressionados a buscarem alternativas para a redução da emissão de gases no efeito estufa. A produção de energia está entre os principais emissores de CO² na atmosfera no mundo. No Brasil em 2012, cerca de 30% das emissões de gases de efeito estufa foram produzidos pelo setor de energia, sendo 12% referente a geração de energia elétrica (lema, 2014). A atual busca do setor elétrico concentra-se na produção de energia com menor impacto ambiental e capazes de suportar o crescimento econômico.

A matriz energética brasileira é uma das mais limpas do mundo, sendo composta em sua maioria por fontes renováveis. Isto deve-se a abundância dos recursos hídricos no Brasil. Entretanto, em 2015, pelo quarto ano consecutivo a oferta de energia hidráulica foi reduzida devido a condições climáticas (BEN, 2016). Dessa forma, verifica-se a importância da diversificação da matriz energética para mitigar a variabilidade dos recursos energéticos.

O Brasil tem buscado reduzir a dependência das hidrelétricas na geração de energia, através de novas tecnologias e fontes renováveis. A energia eólica e solar, são um exemplo. Nos últimos quatro anos o custo de sistemas fotovoltaicos caiu mais de 60% no país, reduzindo pela metade o tempo de retorno do investimento (de 14 para 7 anos). O governo tem destinado benefícios à geração de energia elétrica proveniente de fonte solar através de programas e normativas (ABSOLAR, 2016). A motivação para o investimento no uso desta fonte de energia deve-se ao alto potencial do Brasil.

O aproveitamento do recurso solar disponível requer o conhecimento e investigação de algumas variáveis atmosféricas. Dentre as informações

fundamentais para a exploração dos recursos energéticos solares, o conhecimento da irradiação solar incidente é a mais importante (Vignola et. al., 2012). A informação da irradiação solar incidente é fundamental para o âmbito energético e para outros setores como, meteorologia, agronegócios, construção civil. Entretanto, as principais dificuldades encontradas pelos investidores e produtores do setor energético, são o acesso a informações atualizadas e a disponibilidade limitada de medidas de irradiação solar incidente (Pereira et al., 2006).

O conhecimento da irradiação solar incidente no local do empreendimento é uma das informações fundamentais para implantação de instalações solares. Os radiômetros são umas das alternativas. No entanto, estes equipamentos são de alto custo e realizam medidas pontuais. De acordo com Perez et al. (1997), o uso de técnicas de interpolação de dados medidos para locais específicos apresenta uma grande precisão em escala horária e diária.

A detecção remota da irradiação solar a partir de satélites geoestacionários apresenta maior precisão que a interpolação de locais de medida se o ponto de interesse se encontra a mais de 35 km do local de medida (escala horária). Devido a esta característica, a estimativa de irradiação solar a partir de imagens de satélite é mais utilizada para obtenção de dados em locais onde não se dispõe de medidas.

No Brasil as primeiras aplicações de modelos de estimativa de irradiação solar a partir de imagens de satélite começaram a ser realizadas a partir do modelo denominado IGMK (Pereira et al.,1996), onde alguns anos mais tarde resultaram no modelo Brasil SR (INMET/LABSOLAR, 1998), modelo este aplicado para elaboração do primeiro mapa solar do país. Além do modelo Brasil SR, outros modelos como GL e Tarpley vêm sendo utilizados na América Latina. Recentemente Alonso-Suárez et al. (2012) desenvolveu o modelo de estimativa de radiação solar, BD-JPT, para o Uruguai. Os dados gerados a partir da aplicação deste modelo, em território uruguaio, mostram-se satisfatórios.

Diante da proximidade geográfica do Brasil e Uruguai, através do estado do Rio Grande do Sul, associada à necessidade de desenvolvimento de técnicas para o conhecimento da irradiação solar em locais específicos, verifica-se a necessidade da realização de um estudo que verifique a funcionalidade do modelo BD-JPT no estado. Entretanto, trata-se de um estudo complexo que requer um longo período para análise. O mais funcional para verificar a aplicabilidade do modelo seria reduzir a área de estudo, analisar o comportamento e tendências do modelo e para futuramente ajustá-lo e o aplicar em todo o estado. Nesse sentido, este trabalho tem como objetivo testar distintos modelos de estimativa de irradiação solar em uma área restrita (fronteira Brasil-Uruguai) para futuramente aplicar a metodologia para todo o estado do Rio Grande do Sul.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo geral

Verificar a aplicabilidade dos modelos de estimativa de radiação solar JPT, variações do modelo JPT e BD-JPT, em parte da região da fronteira entre Brasil e Uruguai e compará-los com os dados medidos nas estações climatológicas.

2.2. Objetivos específicos

- a) Analisar os dados de radiação medidos pelos pirômetros;
- b) Estimar a irradiação solar incidente na Terra através do modelo JPT, variações do modelo JPT e BD-JPT, utilizando imagens de satélite;
- c) Comparar as estimativas geradas pelos modelos com as medidas nas estações climatológicas;
- d) Gerar médias mensais e anuais de irradiância na área de estudo, utilizando medidas horárias estimadas pelos modelos;
- e) Analisar os erros e pontuar as possíveis alterações necessárias no modelo a fim de aplicá-lo no estado do Rio Grande do Sul;
- f) Contribuir para experiência local (Unipampa) de manejo e processamento de séries de irradiância solar e imagens de satélite;

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Matriz energética e Matriz elétrica brasileira

O Brasil possui uma matriz energética limpa fundamentada principalmente no aproveitamento de fontes renováveis. No ano de 2014, o Brasil foi o sétimo maior investidor mundial em energias renováveis (BNEF, 2015). De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2016), no ano de 2015 as fontes renováveis representaram 41,2% da matriz energética do país. Estes fatos refletem na baixa

emissão de gases de efeito estufa provenientes da geração e uso de energia quando comparados com outros países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD, 2015).

De acordo com Renewable Energy Policy Network for the 21st Centutry (REN21) 2016, o Brasil está entre os cinco países líderes de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis. De acordo com Ministério de Minas e Energia (MME, 2016), no ano de 2015 a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) proveniente de fontes renováveis representou 75% da matriz, conforme mostra a Figura 1.



Em termos de capacidade instalada, no ano de 2015 o Brasil registrou um crescimento de 5% em relação ao ano de 2014, totalizando 140,8 MW instalados. Analisando por fontes de geração de energia: as hidrelétricas totalizaram 91,6 MW instalados; as térmicas (biomassa, gás, petróleo e carvão mineral) apresentaram 39,5 MW instalados; a eólica 7,6 MW instalados; a nuclear contribui com 2 MW instalados; enquanto a solar 21 MW de potência instalada (BEN, 2016). Apesar da energia solar ser pouco expressiva em termos de capacidade instalada, o Brasil dispõe de um grande potencial, visto que o país está localizado em uma região intertropical, com sol em praticamente todos os dias do ano, sem grandes variações de radiação solar.

A variação dos recursos energéticos, afetam diretamente na produção de energia. As hidrelétricas pelo quarto ano consecutivo reduziram sua participação na oferta de energia elétrica, devido às condições climáticas (BEN, 2016). A Figura 2, mostra a taxa de variação de geração elétrica entre os anos de 2015/2014. No ano 2014 a eólica gerou 12,2 GWh, no ano seguinte passou a gerar 21,625 GWh (crescimento de 77%). A energia solar fotovoltaica no ano de 2014 representava 16

GWh de geração, aumentando para 59 GWh no ano de 2015 (crescimento de aproximadamente 266%).



Fonte: BEN (2016)

3.2. Energia solar

A energia proveniente do Sol é a principal fonte de aquecimento da Terra. Cerca de 99% da energia que aquece a Terra provém do Sol e 1% origina-se da queima de combustíveis fósseis. Caso não houvesse a energia solar a temperatura média do planeta seria de -240 °C (Vecchia, 2010). A energia solar recebida pela Terra anualmente é de aproximadamente 10⁸ kWh/ano (Greenpro, 2004).

Através da energia solar várias necessidades básicas são supridas, como por exemplo: fotossíntese, aquecimento, iluminação. De maneira direta a energia solar pode ser utilizada como fonte de geração de calor para processos industriais, para aquecimento de ambientes e fluídos, para acondicionamento térmico, além de geração elétrica através de painéis fotovoltaicos (Photovoltaics – PV). Para o meio ambiente, o uso da energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos tem reduzido a emissão de gases no efeito estufa, cerca de 300 milhões de toneladas por ano.

O uso da energia proveniente do Sol para produção de eletricidade teve seu marco inicial no ano de 1839, com Alexandre Edmond Becquerel, um físico francês que descobriu o efeito fotovoltaico. A primeira célula solar baseada no efeito fotoelétrico foi desenvolvida no final do século XIX, por Aleksandr Stoletov. A partir do desenvolvimento das células solares individuais, houve um avanço para a fabricação de painéis solares, com conjunto de células. Apesar dos avanços tecnológicos, o alto preço de fabricação aliada a baixa eficiência das células inviabilizaram comercialmente o uso da tecnologia. Foi em meados de 1970, devido aos altos preços do petróleo, que países como os Estados Unidos se viram obrigados a diversificar as fontes de energia investindo em áreas como energia solar fotovoltaica.

Nos últimos anos a energia solar vem crescendo no mundo, isto deve-se à redução dos custos de produção. Alguns estudos realizados por pesquisadores da universidade de Oxford, indicam que desde os anos 1980 o valor dos painéis que geram eletricidade vem se tornando 10% mais barato a cada ano. O ISE (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems), um dos maiores institutos de energia solar no mundo, diz que nos próximos 10 anos espera-se uma queda nos preços da energia solar produzida em grandes usinas de cerca de 30%, considerando os valores atuais.

Apesar da energia solar ter sistemas em operação por mais 35 anos, o setor ainda enfrenta dificuldades devido à falta de conhecimento tecnológico, por parte dos agentes, consumidores e muitas vezes até dos investidores (Karakaya and Sriwannawit, 2015). Os principais desafios para o desenvolvimento da energia solar estão ligados a variabilidade e estabilidade do recurso. A realização de estudos que desenvolvam o conhecimento da média e da variabilidade do recurso utilizando informações de longo prazo (15 anos) é uma necessidade do setor.

3.2.1. Panorama mundial da energia solar

O uso da energia solar para geração de eletricidade é a fonte que mais cresce no mundo em termos de número de instalações (IRENA, 2016). No ano de 2015 os maiores investidores em energia solar fotovoltaica no mundo foram: China, Japão, Estados Unidos, Reino Unido e Índia. Além de outros países em desenvolvimento como, Brasil, Uruguai, África do Sul, México, Chile; que se tornaram membros da lista dos 10 países que mais investem em energia solar fotovoltaica no ano de 2015 (REN21, 2016). A Figura 3 ilustra os investimentos mundiais em energia por fontes, com destaque para a energia solar, em que foram investidos cerca de 161 bilhões de dólares no ano de 2015, 12% maior que o investimento realizado no ano anterior.

Em consequência dos altos investimentos no setor, a energia solar fotovoltaica foi o ramo que criou maiores postos de trabalho dentre as fontes de energia renovável. A China foi líder indiscutível no mercado de trabalho de energia solar fotovoltaica em 2015, com 1,7 milhões de empregos, seguida pelo Japão e os Estados Unidos (REN21, 2016).



Figura 3- Investimento mundial em energia renovável - 2015

A motivação para a disseminação da energia solar no mundo deve-se à redução dos custos, tornando acessível o uso da tecnologia em países não desenvolvidos. O relatório apresentado por IHS Technology Solar Team (2015) aponta Brasil, Chile, Israel, Jordânia, México, Filipinas, Federação Russa, Arábia Saudita, África do Sul e Turquia, como os países com mercado mais atraente para energia solar fotovoltaica até 2020.

Nos últimos cinco anos a capacidade instalada mundial de energia solar aumentou de 40 GW para 227 GW. No ano de 2015 cerca de 20% do aumento da capacidade de geração de energia, provém de painéis fotovoltaicos, o que corresponde a 47GW (IRENA, 2016). No ano de 2015 os maiores produtores de energia solar fotovoltaica foram China, Alemanha, Japão, Estados Unidos e Itália. Sendo que a China ultrapassou a Alemanha no ano de 2015, adicionando 15,2 GW, totalizando 44 GW, que corresponde a 19% da sua matriz (REN21, 2016).

3.2.2. Panorama da energia solar no Brasil

A partir do início dos anos 2000 o Brasil começou a desenvolver programas e resoluções com intuito de desenvolver e beneficiar a geração de energia elétrica

Fonte: UNEP, Bloomberg New Energy Finance

proveniente de fonte solar como por exemplo: a) Programa Luz para todos, onde foram instalados painéis solares em localidades sem acesso à energia elétrica; b) venda direta a consumidores, permitindo que geradores de energia de fonte solar com potência injetada inferior a 50.000 kW comercializem energia elétrica, sem intermediação das distribuidoras; c) sistema de compensação de energia elétrica para a microgeração e minigeração distribuídas, onde o consumidores podem abater a energia injetada daquela consumida, pagando para as distribuidoras a diferença entre o consumido e o injetado; d) Convênio nº 101, de 1997 onde isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) as operações envolvendo vários equipamentos destinados à geração de energia elétrica por células fotovoltaicas; dentre outros.

A irradiação solar em qualquer região do país varia de 4200 a 6700 kWh/m²/ano, superior à verificada na Alemanha (segunda maior capacidade instalada no mundo), onde a irradiação varia entre 900 e 1250 kWh/m²/ano (Silva, 2015). No entanto, o Brasil ainda utiliza pouco deste recurso. De acordo com o boletim de informações gerenciais, referente ao 1° trimestre de 2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016), atualmente o país dispõe de 38 centrais geradoras de energia solar fotovoltaica, totalizando 22,9 kW de potência instalada, correspondendo a 0,02% da potência elétrica do país. O Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE) prevê que a potência instalada de energia solar fotovoltaica representará 4% da potência total brasileira no ano de 2024.

O alto custo de aquisição dos equipamentos; a estabilidade regulatória no setor elétrico; a dependência de informações seguras; os levantamentos do recurso disponível em alta resolução e a política energética do país para a viabilidade dos empreendimentos são alguns dos fatores que EPE (2014) e Pereira (2006) pontuam como as principais dificuldades para disseminação do uso da energia solar no Brasil. Estes fatores refletem diretamente no preço da energia elétrica gerada por fonte solar. Em termos de geração centralizada (grandes centrais de geração), no Leilão de Energia de Reserva (LER) o preço médio praticado para contrato da energia solar foi de R\$ 215,12/MWh. A geração distribuída (microgeração e da minigeração) já é uma tecnologia competitiva em alguns estados, a EPE (2014) destaca que o custo de instalação de um sistema fotovoltaicos residencial/comercial, está 12% mais barato que no ano de 2012.

3.3. O Sol

O Sol é uma esfera gasosa incandescente, cujo o núcleo gera energia através de reações termonucleares, que gira sobre o eixo da Terra uma vez a cada 4 semanas. A Figura 4 mostra as seis regiões do Sol: o núcleo, a zona radiativa, zona convectiva, fotosfera, cromosfera e coroa.





Fonte: Lucena (2003).

O núcleo consiste na região onde é gerada energia através das reações termonucleares a uma temperatura de aproximadamente 10 milhões Kelvin. Na zona radiativa a energia produzida no núcleo é transferida por radiação, enquanto a região convectiva se estende por 15% dos raios solares. A fotosfera é a camada visível do Sol, tem cerca de 330km de espessura e 5800K de temperatura. Logo acima a cromosfera, que se torna visível durante o eclipse solares e se estende 10.000 km acima da fotosfera, tendo uma temperatura crescente da base para o topo (em média 15.000K). Enquanto a coroa, consiste na região que se estende por cerca de dois raios solares, também é visível durante os eclipses, fica obscurecida quando a fotosfera é visível.

A irradiância que incide no topo da atmosfera terrestre varia de acordo com a distância Terra-Sol. A distância de 1UA (Unidade Astronômica) a irradiância é aproximadamente constante com valor de 1367 W/m², denominada constante solar (G_s). O período em que a Terra fica mais próxima do Sol ocorre durante o mês de janeiro, estando a 14,7.10⁷ km de distância, enquanto a maior distância ocorre no início do mês de julho (Iqbal,1983). A relação geométrica da Terra em relação ao Sol em diferentes estações do ano é mostrada na Figura 5.



Fonte: Foster et al. (2009)

A Equação 1, mostra a expressão desenvolvida por Spencer (1971), em termos de Fourier que permite o cálculo da distância Terra-Sol em unidades astronômicas com erro máximo de +/- 0,0001.

$$F_n = \left(\frac{r_o}{r}\right)^2 = 1,000110 + 0,03422\cos\Gamma + 0,000128\sin\Gamma + 0,000719\cos2\Gamma + 0,000077\sin2\Gamma$$
(1)

Onde, r = distância Terra-Sol, $r_o =$ distância média entre o Terra-Sol (1 UA), $\Gamma =$ ângulo em radianos (Equação 2).

$$\Gamma = 2\pi \frac{n-1}{365} \tag{2}$$

Onde n = dia juliano.

Em aplicações na área de engenharia o mais comum é a utilização da equação simplificada da distância Terra-Sol, mostrada na Equação 3.

$$F_n = \left(\frac{r_o}{r}\right)^2 = 1 + 0,033\cos\frac{360n}{365}$$
(3)

A Equação 3 pode ser aplicada para qualquer dia do ano, caso o ano seja bissexto o número de dias (365) é trocado por 366. Em termos de resultados, a diferença entre a aplicação da Equação 1 e Equação 3 são mínimos, com isso, a Equação 3 é mais empregada devido à sua simplicidade (Foster *et al.*, 2010).

3.4. Definições

Nesta subseção serão definidos alguns conceitos básicos para estudos que envolvem a radiação solar.

3.4.1. Ângulos Sol-Terra

Um ponto sobre a Terra é localizado por sua latitude e longitude. A latitude (ϕ) é o ângulo formado pela linha radial que une o local dado ao centro da Terra com sua projeção no plano equatorial. Enquanto a longitude (Ψ) tem sua origem no meridiano de Greenwich, conforme mostra a Figura 6.



Figura 6 - Latitude e Longitude

Para compreensão da energia solar recebida na Terra, é fundamental o conhecimento dos ângulos entre o Sol e a Terra. Faremos uma breve descrição sobre a declinação solar, ângulo zênite, ângulo horário, ângulo azimute e ângulo de elevação solar.

A declinação solar (δ) consiste no ângulo entre o plano referido pela linha do Equador e a linha reta traçada entre o centro da Terra e o centro do Sol, este ângulo é variável durante o ano, podendo ser considerado estável ao longo dos dias. A declinação solar tem valor próximo +23,45° no solstício de verão e -23,45° no solstício de inverno, chegando a zero nos equinócios vernal e outonal. A declinação solar pode ser obtida através da Equação 4, desenvolvida por Cooper (1969), sendo mais usual no âmbito da engenharia para cálculos rápidos, acumulando um erro de aproximação de aproximadamente 0,028 rad.

$$\delta = 23,45 \text{sen} \frac{360n + 284}{365} \tag{4}$$

Para cálculos que requerem maior precisão, Spencer (1971) desenvolveu a Equação 5, com erro de 6 × 10^{-4} rad.

$$\delta = 0,006918 - 0,399912\cos(\Gamma) + 0,070257\sin(\Gamma) - 0,006758\cos(2\Gamma) + 0,000907\sin(2\Gamma) - 0,002697\cos(3\Gamma) + 0,00148\sin(3\Gamma)$$
(5)

O ângulo zênite (θ_z) pode ser definido considerando a Figura 7, onde o ponto P representa a localização do observador na Terra, PN representa a normal ao plano horizontal (conhecida como direção zênite). O ângulo zenital é descrito por o ângulo formado entre o raio solar (SP) e a distância da direção zênite. O ângulo zenital pode ser obtido através da Equação 6 (Iqbal, 1983).

$$\cos\theta_z = \sin\delta. \sin\phi + \cos\delta. \cos\phi. \cos\omega \tag{6}$$

Onde: δ = declinação solar; ϕ = latitude; ω ângulo horário.

Figura 7 - Ângulos solares



Fonte: Tiwari e Dubey (2009)

O Ângulo horário (ω), consiste no ângulo entre o meridiano do observador (em algum lugar da Terra) e o meridiano da posição do Sol. Este ângulo aumenta a uma razão de 15 graus por hora. Se define como zero ao meio dia solar do observador; é negativo pela manhã e positivo na tarde. Através da Equação 7 podese determinar o valor do ângulo solar em graus decimais (Iqbal, 1983).

$$\omega = (ST - 12).15 \tag{7}$$

Onde: ST= hora solar local

O ângulo horário varia de acordo com o nascer do Sol (- ω_s , ω_s). Segundo Iqbal (1983), a partir da Equação 6, pode-se determinar o ângulo horário do nascer do Sol (ω_s), considerando que θ_z = 90°, resulta na Equação 8.

$$\omega_{\rm s} = a\cos(-\tan\phi\tan\delta) \tag{8}$$

Ângulo de elevação solar ou Ângulo de altitude solar (α_s) é ângulo complemento do ângulo zenital, sendo formado por a linha Terra-Sol e o plano horizontal. Ao amanhecer e ao entardecer o ângulo de altitude é igual a zero. A Equação 9 e Equação 10 permitem o cálculo do ângulo de elevação solar.

$$\alpha_s + \theta_z = 90^{\circ} \tag{9}$$

$$sen\alpha_s = cos\theta_z$$

Ângulo azimute (γ_s) descreve o deslocamento angular da projeção da linha Terra-Sol sobre o plano horizontal do observador. A Equação 11 e a Equação 12 permitem o cálculo do cosseno e do seno do ângulo azimute.

$$\cos\gamma_s = \frac{sen\delta.\cos\phi - \cos\delta.sen\phi.\cos\omega}{\cos\alpha_s} \tag{11}$$

$$sen\gamma_s = \frac{\cos\delta.sen\omega}{\cos\alpha_s} \tag{12}$$

3.4.2. Irradiação solar

A irradiação solar na superfície da Terra depende do estado da atmosfera e da irradiância no topo da atmosfera. Nesta seção, alguns conceitos envolvendo a irradiação. A Tabela 1, mostra de maneira simplificada as principais variáveis para modelar a energia solar, que facilmente se confundem, e as unidades de medidas mais usuais.

Nomenclatura	Definição	
Radiação	Energia incidente por unidade de área por unidade de ângulo sólido (kJ/m ² .sr ou kWh/m ² .sr)	
Irradiação Energia incidente por unidade de área (Wh/m ² ou J/r		
Radiância	Potência incidente por unidade de área por unidade de ângulo sólido (W/m ² .sr)	
Irradiância	Potência incidente por unidade de área (W/m ²)	

Tabela 1- Termos e definições simplificadas

Fonte: Autor

Conforme visto em seções anteriores, o Sol é o grande responsável pelo aquecimento da Terra. Toda essa energia que recebemos do Sol é transmitida para o planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética em diferentes comprimentos de onda. A faixa de radiação eletromagnética que inclui a maior parte da energia irradiada pelo Sol encontra-se entre o intervalo de comprimento de 0,3 a

(10)

3µm, sendo também conhecida como radiação de onda curta. A Tabela 2 mostra as bandas espectrais mais relevantes para radiação solar.

Linnies e bandas espectrais para radiação solai			
	Sigla	Banda	Comprimento de onda (µm)
	UVC	Ultravioleta C	0,1-0,28
	UVB	Ultravioleta B	0,28-0,32
	UVA	Ultravioleta A	0,32-0.4
	VIS	Visível	0,40-0.77
	NIR	Infravermelho próximo	0,77-2,5
	FIR	Infravermelho longo	2,5-100

Tabela 2- Limites e bandas espectrais para radiação solar

Fonte: Autor, a partir de Abal (2010)

A irradiância extraterrestre sobre o plano horizontal depende da posição do observador, localização, dia e hora do ano, é determinada pela Equação 13 descrita por lqbal (1983).

$$G_{0h} = G_s F_n \cos\theta_z \tag{13}$$

Onde G_s = constante solar (1367 W/m²)

A integral da Equação 13 ao longo de um dia, resulta na irradiação extraterrestre diária sobre o plano horizontal, conforme mostra a Equação 14 (Iqbal, 1983).

$$H_{0h} = \int_{-t_{s}}^{t_{s}} G_{0h} dt = G_{s} F_{n} \frac{12h}{\pi} \int_{-\omega_{s}}^{\omega_{s}} \cos\theta_{z} d\omega$$

$$H_{0h} = \frac{24}{\pi} G_{s} F_{n} (\cos\delta\cos\phi \sin\omega_{s} + \omega_{s} \sin\delta\sin\phi)$$
(14)

Parte da radiação extraterrestre atinge a superfície da Terra, outra parte se dispersa e/ou é absorvida pelas moléculas gasosas, partículas de aerossóis e gotas e cristais de nuvens. A radiação que atinge a superfície da Terra se divide em direta e difusa, conforme mostra a Figura 8.

Figura 8 - Componentes da radiação solar



Fonte: Luque and Hegedus (2002)

Radiação direta é formada pelos raios solares incidentes que atravessam a atmosfera e atingem a superfície sem serem refletidos ou espalhados.

Radiação difusa é o resultado do espalhamento dos raios solares incidentes alterados pelas partículas presentes na atmosfera.

Radiação global para qualquer superfície é somatório da radiação direta e da radiação difusa. Para um plano inclinado, a radiação difusa resulta da radiação dispersada por parte da atmosfera, mais a radiação refletida pelo solo.

As componentes direta, difusa e global estão relacionadas. Para superfícies horizontais, a radiação direta pode ser convertida para radiação direta horizontal utilizando o ângulo zenital. A irradiância global no plano horizontal (GHI) pode ser obtida através da Equação 15.

$$GHI = DNI.\cos\theta_z + DHI \tag{15}$$

Onde: DNI= irradiância direta normal (Direct Normal Irradiance); DHI= irradiância difusa horizontal (Diffuse Horizontal Irradiance).

3.4.2.1. Índice de claridade

O índice de claridade (kt) é normalização da irradiação solar na superfície, esta variável representa os efeitos da atmosfera na insolação. Trata-se de uma

medida da transparência atmosférica, inclui os efeitos devido às nuvens e aos outros constituintes atmosféricos (Duffie e Beckman, 2013). O índice de claridade instantâneo, horário e diário como a Equação 16, Equação 17 e Equação 18, respectivamente.

$$K'_{T} = \frac{GHI}{G_{0h}} = \frac{GHI}{G_{s}F_{n}\cos\theta_{z}}$$
(16)

$$k_{T} = \frac{I_{h}}{I_{0h}} \tag{17}$$

Onde: I_h = irradiação horária sobre o plano horizontal e I_{0h} = irradiação extraterrestre.

$$K_{T} = \frac{H_{h}}{H_{0h}}$$
(18)

Onde: H_h = irradiação diária sobre o plano horizontal; H_{0h} = irradiação extraterrestre.

O índice de claridade varia entre 0 e 1. Em dias claros, com muito poucas nuvens, o índice de claridade é próximo de 0,85. Nos dias com alta nebulosidade o índice de claridade fica mais próximo de zero, assumindo zero durante a noite.

3.5. Medidas de irradiação solar na superfície da Terra

3.5.1. Instrumentos de medida

As medidas de energia solar são feitas através de sensores que se dividem a partir do tipo de medidas que realizam. Nesta seção destacaremos alguns dos principais equipamentos utilizados.

O heliógrafo consiste no instrumento capaz de medir o número de horas de sol. A partir desta medida a irradiação solar pode ser estimada na escala diária com alto nível índice de incerteza. Criado por John Francis Campbell em 1853 e modificado por George Gabriel Stokes (1879), é um equipamento ainda de muita importância devido ao grande número de instalações no mundo. Trata-se de uma esfera que opera a partir de uma cartolina graduada em horas, sendo enegrecidas quando a irradiância direta supera os 120 W.m⁻². As informações produzidas por este instrumento são muito utilizadas para aplicações agrícolas e arquitetônicas. A Figura 9 mostra o instrumento de medida.

Figura 9 - Heliógrafo



Fonte: Fórum tempo (2016).

O actinógrafo ou piranógrafo mede a irradiação solar global. Apresenta boa linearidade e baixo custo, no entanto, tem um tempo de resposta lento (Figura 10). O instrumento é constituído por três tiras, duas laterais brancas (fixas) e a central preta móvel, que irá se encurvar quando iluminada e registrar este movimento em uma carta de papel.

Figura 10 - Actinógrafo



O *piroheliômetro* é um instrumento que mede a componente direta da irradiação solar. Possui uma abertura focalizada que acompanha o disco solar na região conhecida como circumsolar, de modo que o sensor, localizado na base do tubo, receba somente a irradiância direta. Os piroheliômetros possuem erro na faixa de 0,5% e sendo considerados de precisão (Atlas solar do Brasil, 2000). Estes instrumentos requerem um mecanismo de seguimento de boa qualidade e um acompanhamento constante para evitar os erros de alinhamento (Abal, 2010). A Figura 11 mostra um exemplo do instrumento.

Figura 11 - Piroheliômetro



Fonte: Foster et al. (2010)

O *piranômetro* mede a irradiação solar global, é o instrumento mais utilizado para este tipo de medida. Dispõe de uma superfície sensível, é baseado no efeito termo elétrico de junções bimetálicas, onde a diferença de temperatura entre elas é em função da irradiação que incide na superfície do instrumento. Os níveis de qualidade dos piranômetros são baseados na normativa ISO 9060. Para fins científicos os níveis de qualidade são: Padrão secundário, Classe I e Classe II. A Tabela 3 mostra os níveis de incerteza permitidos em cada classe.

abcia					
	Clossificação	Limite de incerteza			
	Classificação	Medidas horárias (%)	Medidas diárias (%)		
	Padrão secundário	< 3	< 2		
	Classe I	< 8	< 5		
	Classe II	Até 20	Até 10		

Tabela 3 - Incerteza dos piranômetros para uso científico

Fonte: Autor, a partir de Abal (2010).

Além das medidas da radiação global, os piranômetros são usados para medir a radiação difusa através do sombreamento dos raios solares. Para tanto, geralmente este sombreamento é feito através de um anel, que deve ser ajustado periodicamente, sem a necessidade de modificar o instrumento de medida. A Figura 12, mostra um piranômetro de aplicação comum e o instrumento sendo utilizado para fins de medição da radiação difusa.



Figura 12 - Piranômetro

Fonte: Abal (2010), Duffie e Beckman (2013).

3.5.2. Medidas de radiação solar em terra no Brasil

O Brasil possui a maior rede de estações meteorológicas automáticas da América do Sul (INMET, 2016). As principais redes de fornecimento de medidas de irradiância solar no Brasil são: INMET, SONDA, SCD e SolRad-Net (Ceballos e Macedo, 2014).

A SolRad-Net (Solar Radiation Network) é uma rede dependente da NASA, implantada a partir de um programa chamado AERONET (Aerosol Robotic Network), disponibilizando dados medidos a partir de instrumentos como piranômetros, sensores de medida de irradiância fotossinteticamente ativa de energia (PAR), e sensores de irradiância UV.

O SCD (Sistema de Coleta de Dados via satélite) coleta dados ambientais utilizando satélites comunicadores e plataforma de dados. As plataformas são distribuídas em locais remotos no Brasil, administradas pelos estados e as informações são processadas pelo INPE. Os dados já processados podem utilizados pelos usuários cadastrados no sistema. Ceballos et al. (2014) destaca que a qualidade das medidas e a manutenção dos equipamentos são variáveis. A SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), consiste em uma rede de medidas ambientais que nasceu de um projeto do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), com objetivo de melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica. As medidas disponibilizadas pela rede SONDA são utilizadas para validar modelos de levantamento da disponibilidade de recursos renováveis solar e eólicos obtidos a partir de satélites (Neto et al., 2007). Entre os dados ambientais disponibilizados estão medidas radiométricas (irradiância global horizontal, irradiância direta normal, irradiância difusa, irradiância de onda longa descendente, radiação fotossinteticamente ativa) e meteorológicas (temperatura do ar, umidade relativa do ar, pressão do ar, precipitação da chuva, velocidade do vento e direção do vento). Atualmente a rede conta com 14 estações, sendo uma em São Martinho da Serra-RS.

A rede do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) dispõe 500 estações automáticas, utilizando equipamentos de qualidade (Ceballos (2014) e INMET (2016)). São disponibilizadas medidas horárias de temperatura, umidade relativa, direção e velocidade do vento, pressão atmosférica, precipitação, radiação solar, todas validadas pela instituição. De acordo com Nota Técnica da Rede de Estações do INMET (Nº 001/2001/SEGER/LAIME/CSC/INMET), as medidas de radiação são realizadas a cada 5 segundos, sendo que o valor disponibilizado é resultante da média de um minuto (12 amostragens) em kJ.m⁻². Os sensores de radiação solar são padronizados, podendo ser dos seguintes modelos/empresa: QMS101/Vaisala, QMS102/Vaisala, CM6B/Kipp & Zonen, CM11/Kipp & Zonen.

3.6. Estimativa de irradiação por imagens de satélite

Nesta seção apresenta tópicos importantes para o âmbito da estimativa de irradiação solar através de imagens de satélite.

3.6.1. Imagens de satélite

O primeiro satélite meteorológico foi lançado em 1960 pela NASA. Existem dois tipos de órbita para satélites meteorológicos: polar e geoestacionário. Os satélites em órbita polar fazem uma trajetória de polo a polo, são colocados em órbita síncrona com o Sol, a uma altura entre 700 a 800 km. Os geoestacionários

orbitam sobre o plano Equatorial da Terra a aproximadamente 35800 km de altura. Nesta altura, o período orbital do satélite coincide com a rotação da Terra, fazendo com que o satélite aparente estar parado, possibilitando o imageamento da mesma região geográfica com alta resolução temporal.

Os satélites geoestacionários são os mais utilizados para o monitoramento do recurso solar, por gerarem imagens com alta resolução temporal e mapear de forma continua o globo terrestre em comprimentos de onda visível e infravermelho. As informações são captadas a uma frequência de 30 minutos e 60 minutos para América do Sul, com resolução que depende do sensor do satélite, variando de 1 km a 5 km (Perez et al. 2013). A Figura 13 ilustra os satélites geoestacionários da rede mundial de observação da OMM (Organização Meteorológica Mundial) dos Estados Unidos, Alemanha, Índia e Japão.





Conforme podemos observar na Figura 13, a América do Sul é mapeada pelo satélite GOES-East 75°W, portanto destacaremos algumas de suas características. A Tabela 4 é mostra as características dos canais espectrais do satélite GOES 8-15.

Fonte: Vignola et al. (2012).

Canal de imagem	Comprimento de onda (mm)	Detecção primária
1. Visível	0,55 – 0,75	Nuvens, albedo, fumaça
2. Infravermelho de onda curta	3,80 - 4,00	Nuvem, fumaça
Canal de imagem	Comprimento de onda (mm)	Detecção primária
3. Infravermelho de umidade	6,30 - 6,70	Nuvem, vapor d'água
4. Infravermelho de temperatura da superfície	10,20 – 11,20	Nuvens, vapor d'água, temperatura da superfície
5. Infravermelho de onda longa	12,80 – 13,80	Nuvens, vapor d'água
Autor a partir de Perez et al.	2013	

Tabela 4 - Canais espectrais do GOES

A NASA é responsável pelo desenvolvimento, construção e lançamento dos satélites GOES (Geostationary Operational Environmental Satellites). A operação e administração é a cargo da NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration). A Tabela 5 mostra um breve historio dos satélites da série GOES.

Satélite	Lançamento	Status		
GOES 1	16/10/1975	Desativado em 1985		
		Desativado em 1993		
GOES 2	16/06/1977	Reativado em 1995		
		Desativado em 2001		
GOES 4	09/09/1980	Desativado em 1988		
GOES 5	22/05/1981	Desativado em 1990		
GOES 6	28/04/1983	Desativado em 1992		
		Desativado em 1996		
GOES 7	26/02/1987	Reativado em 1999		
		Desativado em 2012		
GOES 8	13/04/1994	Desativado em 2004		
GOES 9	23/05/1995	Desativado em 2007		
GOES 10	25/04/1997	Desativado em 2009		
GOES 11	03/05/2000	Desativado em 2011		
GOES 12	23/07/2001	Desativado em 2013		
GOES 13	24/05/2006	Em operação GOES-Leste		
GOES 14	27/06/2009	No armazenamento em órbita		
GOES 15	04/03/2010	Em operação GOES-Oeste		

Tabela 5 - Histórico do satélite GOES

Fonte: Autor, a partir de GOES (2016).
3.6.2. Modelos de estimativa de irradiação

Em projetos de energia solar, o conhecimento da quantidade e variabilidade do recurso disponível é fundamental para qualquer tipo de empreendimento, incluindo os dados históricos (Vignola et al., 2012). A existência de redes solarimétricas e a disponibilidade de dados confiáveis, são um problema em países em desenvolvimento e com grande extensão territorial, como o Brasil (Ceballos e Bottino, 2000). O mesmo autor indica o uso de imagens de satélite aliada a modelos computacionais como uma alternativa para desenvolvimento de dados de qualidade.

Os primeiros modelos de estimativa começaram a ser desenvolvidos em 1970. Entretanto, devido à baixa resolução das imagens de satélite, a presença das nuvens não era detectada de forma adequada prejudicando os resultados de estimativa. Com desenvolvimento dos satélites, no final da década de 1970, a variabilidade associada à cobertura das nuvens tornou-se perceptível e diversos modelos foram desenvolvidos. Segundo Rigollier et. al. (2004), muitos dos modelos de estimativa de radiação solar foram desenvolvidos nos anos 80.

Os modelos são divididos basicamente em dois tipos: físicos e estatísticos. Os modelos físicos necessitam de informações precisas sobre a composição da atmosfera, pois descrevem o processo de transferência radioativa no sistema Terraatmosfera. Os modelos estatísticos baseiam-se em regressões simples com base na intensidade registrada pelos canais visíveis do satélite e nos dados medidos na superfície da Terra, a fim de ajustar seus parâmetros (Perez et al., 2013).

Perez et al. (2013) destaca que a maioria dos modelos se fundamentam na hipótese que o brilho da Terra é aproximadamente proporcional à opacidade das nuvens e para o cosseno do ângulo zenital, ou seja, quanto maior o brilho da Terra visto a partir do ponto de vista do satélite em um determinado local e para uma determinada elevação solar, menor é a radiação solar global incidente na superfície da Terra.

De acordo com Guimarães (2003), o primeiro modelo estatístico foi desenvolvido por Tarpley (1979), o segundo foi um modelo físico desenvolvido por Gautier et al. (1980). Desde Tarpley (1979) vários modelos foram desenvolvidos, estabelecendo coeficientes de regressão para localidades específicas. Na Europa modelos como Heliosat, foram fundamentados a partir do modelo Tarpley (Guimarães, 2003). Na América do Sul, alguns estudos utilizando o modelo Tarpley foram realizados recentemente por autores como Righini e Barrera (2008) e Alonso-

Suárez et al. (2012). Nas próximas seções o modelo Tarpley será detalhado por ser o modelo de estimativa de radiação solar usado para a realização deste estudo.

De acordo com Hammer et al. (2003), o modelo Heliosat foi originalmente desenvolvido por Cano et al. (1986) e posteriormente modificado para aplicações de energia solar por Beyer et al. (1996) e Hammer (2000). É considerado um dos mais conhecidos, sendo utilizado para o mapeamento do recurso solar na Europa. A Tabela 6 mostra os indicadores encontrados por distintos autores quando aplicado o modelo Heliosat-1 (Rigollier, 2000).

Туре	Period	RMSE	Comments
	May 1979	120 (16 %)	Cano (1982), France
	Year 1983	92 (10 %)	Michaud Pages (1096) France
Hourly irradiation	Year 1984	98 (16 %)	- Michaud-Regas (1980), Flance
	Year 1983	64 (7 %)	Diabaté et al. (1988a), France
	May-June 1993	95 (N/A)	Beyer et al. (1996), Germany
	June-July 1996	58 (9 %)	Dribssa et al. (1999), Italy
Daily invadiation	Years 1983-1985	~ 370 (11 %)	Diabaté (1989), France
Daily irradiation	Years 1994-1996	N/A (4-8 %)	Sidrach de Cardona et al. (2002), Spain
ante, Divellier et	-1 (0001)		

Tabela 6 - Erro RMS reportados por autores utilizando método Heliosat 1

Fonte: Rigollier et al. (2004)

Os níveis de confiança das informações produzidas pelos modelos de estimativa baseados em imagens de satélite são melhores quando são ajustados com os dados de medida da Terra. Vignola et al. (2012) destaca que o grau de incerteza dos dados produzidos pelo modelo aumenta 10³% quando produzidos na ausência de dados medidos na terra.

3.6.3. Histórico de modelos de estimativa de radiação no Brasil

Dois modelos físicos têm sido aplicados no Brasil: IGMK e o GL. O modelo IGMK (Institut für Geophysik Meteorologie-Universität zu Kölon) foi desenvolvido na Universidade de Colônia (Alemanha) e teve sua aplicação no Brasil por Pereira et al. (1996), utilizando imagens do satélite Meteosat. A Tabela 7 mostra alguns indicadores diários encontrados utilizando o modelo IGMK. Destaca-se para os poucos dias analisados para a obtenção dos indicadores.

City name (station)	State	Latitude (degree)	Longitude (degree)	Elevation (m)	MBE (MJ m ⁻²)	RMSE (%)	Data points
Boa Vista	RR	+ 2.82	- 60.65	90	0.78	8.11	5
Belém	PA	-1.45	- 48.47	24	0.46	7.20	22
São Luis	MA	-2.53	- 44.28	50.76	2.41	14.7	24
Manaus	AM	-3.13	- 60.02	71.9	1.68	14.3	24
Fortaleza	CE	- 3.77	- 38.6	26.45	4.34	24.0	24
Floriano	PI	-6.77	-43.03	123.27	-0.59	6.33	19
Carolina	MA	-7.33	47.47	192.87	0.58	5.13	13
Petrolina	PE	-9.38	40.5	370.46	0.09	4.11	13
P. Nacional	то	-10.72	- 48.42	239.2	-0.09	6.81	13
Salvador	BA	-13.02	- 38.52	51.41	0	6.92	11
Cuiabá	MT	-15.55	56.12	151.34	0.57	7.34	23
Brasília	DF	-15.78	47.93	1159.54	1.45	8.91	24
Caravelas	BA	-17.73	39.25	2.88	-0.45	6.46	22
Rio Verde	GO	-17.6	- 50.92	745.54	3.45	18.5	20
B. Horizonte	MG	- 19.9	-43.92	850.02	2.76	15.9	17
C. Grande	MS	- 20.45	54.62	530	0.19	5.05	20
R. Janeiro	RJ	-22.92	-43.17	5.32	0.91	7.47	24
São Paulo	SP	-23.5	46.62	792.06	4.58	23.8	11
Curitiba	PR	-25.42	49.27	923.5	2.21	13.8	24
S. L. Gonzaga	RS	-28.4	- 55.02	245.11	0.47	7.83	24
P. Alegre	RS	-30.02	- 51.22	46.97	-0.17	9.34	21
Bagé	RS	- 31.33	54.1	241.54	-1.20	7.13	5

Tabela 7 - Indicadores diários do modelo IGMK em diferentes regiões

Fonte: Pereira et al. (1996)

Alguns anos depois, na segunda metade de 1990, o INPE e a UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina), adaptaram o modelo IGMK para imagens do satélite GOES, e o utilizaram na elaboração do Atlas Brasileiro 1995-1998 (INMET/LABSOLAR, 1998). No ano de 2006 o modelo foi utilizado para o desenvolvimento do primeiro Altas Brasileiro de Energia Solar, validado por meio de comparação com valores medidos em superfície em estações da rede SONDA e rede PCD ao longo do território brasileiro (Pereira et al., 2006). Na Tabela 8 são mostrados os indicadores diários do modelo Brasil-SR aplicados em distintas regiões do país.

Região	rMBE (%)	rRMSE (%)
Norte	7	15
Nordeste	6	13
Centro-Oeste	5	13
Sudeste	5	14
Sul	5	12

Tabela 8 - Indicadores diário do modelo Brasil-SR

Fonte: Autor, a partir de Pereira et al. (2006)

O modelo GL (Ground Level) foi desenvolvido pela Universidade Federal da Paraíba e teve sua primeira aplicação para região do nordeste brasileiro a partir de imagens Meteosat (Ceballos e Moura, 1997). Anos depois através do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE) o modelo foi adaptado para canal visível do satélite GOES da América do Sul (Ceballos et al., 2004). Atualmente o modelo encontra-se na versão 1.2. O modelo possui uma estrutura simples que divide a radiação em três faixas, utiliza informações do canal visível do satelite GOES e adota um conjunto de parâmetros atmosféricos, assumindo que a variabilidade destes parâmetros sobre o território brasileiro não é significativa. Apesar das aproximações, o modelo apresenta concordância com os valores medidos em diferentes regiões do país (Martins et al., 2004).

Estudos sobre a disponibilidade do recurso solar no estado do Rio Grande do Sul são escassos na literatura. Kessler e Corbella (1979) publicaram mapas da radiação solar diária total, média mensal sobre a superfície horizontal para o estado, utilizando a equação de Angstrom-Prescott. O atlas solarimétrico (Tiba, 2000), mostra que o estado do Rio Grande do Sul apresenta uma média diária de 14 a 15 MJ/m²dia de radiação, estando bem próximo da média nacional.

3.7. Modelo Tarpley

O modelo Tarpley (1979) é um modelo estatístico simples, desenvolvido originalmente com objetivo de estimar a energia solar incidente nos Estados Unidos. É considerado um modelo empírico por regressão, que pode ser ajustado a partir de medidas em Terra. Os primeiros resultados obtidos por Tarpley (1979) estimaram a energia solar incidente com um erro de 10% a 15% em escala diária.

Anos mais tarde um novo modelo foi desenvolvido por Justus e Paris (1986) reduzindo os erros sistemáticos observados no modelo Tarpley original. O modelo Justus e Paris (1986) foi desenvolvido a partir de um programa chamado Agriculture and Resource Inventory Surveys through Aerospace Remote Sensing (AgRISTARS), criado em conjunto com agências norte americanas para o desenvolvimento de mapas de insolação dos Estados Unidos, México e América do Sul. Alonso-Suárez et al. (2011) refere-se a este modelo como JPT (Justus, Paris, Tarpley). Outros modelos também foram fundamentados a partir de Tarpley (1979), como por exemplo: Hiser e Senn (1980), Rimoczi-Pall (1983), Cano et al. (1986), Nunez (1987), Nullet (1987), Diabaté et al. (1988).

O modelo JPT é simples e apresenta precisão aceitável quando os parâmetros são ajustados para áreas livres de neve. A irradiação horária pode ser

obtida a partir da informação de satélite, utilizando 4 parâmetros que se ajustam para localizações distintas (Equação 19).

$$GHI = G_s F_n \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) + d(Fr^2 - Fr_o^2)$$
⁽¹⁹⁾

Os parâmetros *a*, *b* e *c* correspondem à parte de céu claro, e *d* representa a parte de condições de nebulosidade. As variáveis *Fr* (brilho médio) e *Fr*_o (brilho médio para condição de céu claro) são extraídas das imagens de satélite a partir do canal visível. Na próxima seção a metodologia para obtenção destas variáveis vão ser descritas. Na Tabela 9 serão apresentados alguns indicadores encontrados por autores distintos em diferentes localizações.

Autor	País	Cidade	Estimativa	RMS (%)
Justus et al. (1986)	Estados Unidos	Região de grandes planicies	Horária Diária Mensal	16.2 10.8 5.4
		Famaillá		
		El Sombrerito		
		Cerro Azul		
		Mercedes		
		Rafaela		
		Paraná		
Fulla et al. (1988)	Argentina	Marcos Juárez	Diária	19.6
		Oliveros		
		Villa Mercedes		
		San Miguel		
		Anfuil		
		Valcarce		
		Alto Valle		
		Brasília		
		Cuiabá		
		São Paulo		
		Curitiba		
Fulla et al. (1990)	Brasil	Porto Alegre	Diária	20.3
		Caravelas		
		Belo Horizonte		
		Rio de Janeiro		
		Campo Grande		

Tabela 9: Indicadores do modelo JPT encontrado por outros autores

			Las Brujas		
			Salto		
	Alexan Cuéra-		Treinta y Tres	Horária	20
	Alonso-Suarez (2011)	Uruguai	Buena Unión	Diária	12
	()		Piedras de Afilar	Mensal	1
			José Ignacio		
_			Rincón de Bonete		
	A /				

Fonte: Autor

3.7.1. Fr para o modelo

O fator de refletância é o dado central do modelo de estimativa. Ceballos et al. (2014) define-o de acordo com a Equação 20.

$$Fr = \frac{\pi L_{\lambda}}{S_{\lambda}}$$
(20)

Onde L_{λ} (W/m².sr.µm) é a radiância espectral medida pelo satélite através do canal visível e S_{λ} (W/m².µm) é a constante solar espectral modulada peça resposta do radiômetro do satélite. Consideramos uma célula de 10min x 10min (latitude-longitude) centrada no local de interesse, a obtenção *Fr* consiste na média simples do brilho de todos os pixels desta célula, ou ainda, é a média do fator de reflectância de todos os pixels da célula.

3.7.2. *Fr*₀ para o modelo

O *Fr*_o consiste na média do brilho na mesma célula considerando céu claro. A determinação desta variável é dada a partir da parametrização da Equação 21. Os dois primeiros termos representam a variação do fluxo incidente na hora, dia e local, mais um deslocamento constante. Os dois últimos representam as alterações do brilho.

$$Fr_{o} = A(\phi,\psi) + B(\phi,\psi)\cos\theta_{z} + C(\phi,\psi)\sin\theta_{z}\cos\gamma_{s} + D(\phi,\psi)\sin\theta_{z}\cos^{2}\gamma_{s}$$
(21)

Onde A, B, C e D são parâmetros determinados para cada hora e local a partir do brilho para condições de claro. O modelo proposto originalmente por Tarpley (1979) ajusta os parâmetros *A*, *B*, *C* e *D* a partir imagens de céu claro,

desconsiderando imagens das primeiras horas da manhã e do final da tarde, ou seja, filtra as imagens onde o $\cos\theta_z < 0,1$.

3.8. Modelo BD-JPT

O BD-JPT é uma modificação do modelo JPT com a introdução da dependência de brilho nos parâmetros do modelo (Alonso-Suárez et al., 2012). O modelo (Equação 19) foi ajustado para duas distintas situações: céu claro e céu nebuloso. A Tabela 10 mostra os parâmetros para as situações.

Tabela 10 - Parâmetros do modelo BD-JPT para Uruguai

Condição	Caso	а	b	С	d
Nebuloso	$Fr > Fr_m$	-0,0894	1,3998	-0,6339	-0,5512
Claro	$Fr \leq Fr_m$	0,3631	0,9234	-0,5393	-3,0052

Fonte: Autor, a partir de Suárez et al. (2014)

O parâmetro Fr_m é o limite entre os dois regimes (claro e nebuloso), dado pelo fator de reflectância médio. Branco et al. (2016), mostra bons indicadores em trabalho utilizando o modelo BD-JPT. Entretanto, trata-se de um trabalho preliminar utilizando poucos dados de medidas terrestres, aplicado a apenas uma estação do estado do Rio Grande do Sul e utilizando o modelo sem o ajuste para os dados.

4. METODOLOGIA

A execução do trabalho foi dividida em seis blocos conforme a Figura 14.

Em linhas gerais, o primeira e a segunda etapa consistem na definição da área de estudo, na aquisição, na análise de integridade e de qualidade dos dados de irradiação solar. Na terceira etapa o modelo originalmente proposto por Justus et al. (1986), foi ajustado para cada um dos locais da área de estudo, utilizando medidas terrestres. Nesta etapa também foram ajustados dois modelos distintos, baseados no modelo de Tarpley, a fim de verificar o comportamento dos mesmos. Nas etapas quatro e cinco foram realizadas a validação dos modelos de estudo (JPT, as variações do JPT e o BD-JPT). Por fim, apresenta-se e discute-se os resultados obtidos por cada um dos modelos testados na região da fronteira entre Brasil e Uruguai.





Fonte: Autor

4.1. Definição da área de estudo

A área abrange parcialmente uma região de fronteira entre o Brasil e o Uruguai, que se estende por aproximadamente 985 km ao longo do estado do Rio Grande do Sul. Neste trabalho foram utilizados dados das estações do INMET instaladas nos municípios de Chuí, Jaguarão, Bagé, Dom Pedrito, Santana do Livramento e Uruguaiana (Figura 15).

A motivação para a escolha da área de estudo deve-se: a) ao desenvolvimento de informação no âmbito da energia solar atualizada para região onde estão instalados campus da Universidade Federal do Pampa; b) à proximidade com o território uruguaio, onde Alonso-Suárez et al. (2012) aplicou modelos estatísticos ajustados para região, obtendo bons indicadores, resultando no segundo mapa solar do Uruguai.



Fonte: Autor

4.1.1. Dados geográficos e medidas terrestres

Para realização deste estudo foram usados dados coletados pelas estações do INMET. Na Tabela 11 são apresentadas as informações referentes às estações utilizadas.

Código Altitude Período Estação Sigla Latitude Longitude INMET disponibilizado (m) 01/01/2008 7 Chuí A899 CHU -33.74 -53.37 31/12/2013 01/02/2007 Jaguarão JAO A836 -32.53 -53.38 31 31/12/2013 01/02/2007 A827 BGB -31.35 -54.01 421 Bagé 31/12/2013 Dom 01/05/2010 A881 DPE -30.99 -54.82 157 Pedrito 31/12/2013 Santana do 01/01/2002 A804 SLI -30.75 -55.40 328 Livramento 31/12/2013 01/01/2007 Uruguaiana A809 URU -29.84 -57.08 74 31/12/2013 Fonte: Autor

Tabela 11 - Informações das estações usadas no estudo

As medidas de irradiação solar global na superfície da Terra foram realizadas por piranômetros de modelos padrões do INMET na escala horária, conforme visto na Seção 3.5.2 deste estudo. A medida diária da irradiação foi determinada a partir da soma dos dados horários, considerando apenas dias sem horas faltantes.

4.2. Análise dos dados de irradiação

A verificação dos dados é fundamental para que se possa garantir a consistência das medidas, visto que, algumas estações de meteorológicas estão localizadas em regiões distantes e nem sempre os sensores de medição recebem manutenção, além de outros problemas. Para facilitar o processo de análise do grande número de dados envolvidos neste estudo, as medidas foram representadas por gráficos e analisadas. Ressalta-se que a detecção das medidas suspeitas foi realizada automaticamente (através de gráficos e de filtros), mas a decisão de eliminar os dados e a análise visual foi realizada de forma manual.

4.2.1. Medidas terrestres

As medidas realizadas nas estações meteorológicas do INMET foram carregadas a partir de um algoritmo e analisadas visualmente através dos gráficos.

A análise da integridade das medidas terrestres possibilita a verificação da coerência e a identificação de possíveis anomalias. A Figura 16 mostra duas situações que são identificadas nesta etapa e que podem ser corrigidas a partir da verificação manual dos dados no dia e hora da medida.

Na Figura 16(a) a medida da irradiação (GHI) supera a irradiação extraterrestre (GHo). Neste estudo, casos como esse terão como limite de referência a irradiação extraterrestre, calculada para cada hora do dia através da Equação 13. Já situação como a encontrada na Figura 16(b), onde aparentemente foram realizadas várias medidas na mesma hora do dia, requerem uma análise manual no dia e hora da medida para uma tomada de decisão.

Para analisar a qualidade dos dados foram realizadas três verificações:

 a) Verificação baseada no cálculo do índice de claridade máximo em um período de 10 dias, realizando um rastreamento em toda série temporal. Esta análise resulta no comportamento das medidas ao longo do tempo, possibilitando a identificação de possíveis problemas nos sensores das estações. Foram consideradas suspeitas as medidas onde o kT máximo correspondesse a 0,1. As medidas identificadas como suspeitas, foram localizadas e analisadas de maneira manual. Em anexo a este documento estão os gráficos que auxiliaram na análise das medidas (Anexo C).

 b) Análise gráfica das medidas de irradiação versus a irradiação estimada pelo modelo, possibilitando assim a identificação de discrepâncias das medidas. As medidas identificadas como incoerentes foram localizadas e analisadas de maneira manual.





Fonte: Autor

4.2.2. Defasagem temporal

A garantia de que as estimativas de irradiação solar estejam na mesma escala temporal das medidas realizadas na Terra é fundamental para a análise da precisão e da coerência do modelo. Para este estudo, foram analisadas duas situações distintas de defasagem. A primeira situação consiste na análise da defasagem entre as medidas e a sua etiqueta temporal, pois pode ocorrer de a medida horária resultante da média das amostras minutais de irradiação disponibilizadas não estar na mesma escala temporal. A verificação da consistência das medidas foi analisada a partir do cosseno do ângulo zenital e a da irradiação solar incidente. A Figura 17(a) apresenta a situação em que as séries de medidas da irradiação solar incidente na Terra estão defasadas entre si. Para a correção desta situação, foram incrementados ou decrementados manualmente diferentes períodos de tempo. A Figura 17(b) mostra a mesma série de medidas da Figura 17 (a), agora corrigida para a mesma escala temporal.



Figura 17 - Defasagem temporal entre as medidas

Fonte: Autor

A defasagem temporal entre as medidas na Terra de cada uma das estações meteorológicas de estudo, são apresentadas na Tabela 12.

Estação	Defasagem (min)
CHU	30
JAO	30
BGB	30
DPE	30
SLI	30
URU	30

Tabela 12 - Defasagem temporal das medidas

Fonte: Autor

A segunda situação analisada refere-se à defasagem entre a etiqueta temporal das medidas em Terra e a etiqueta temporal das imagens de satélite. A linearidade das duas variáveis é fundamental para a coerência e a precisão do modelo. Observamos o caso mais comum onde as estimativas são realizadas a cada captura do satélite, (XX:30/hora:minutos), enquanto a medida terrestre é fornecida teoricamente a cada XX:59. A Figura 18 mostra a defasagem resultante desta diferença de escala temporal.







Para a correção da defasagem temporal criou-se um vetor minutal do fator de reflectância das imagens de satélite (*Fr e Fr*_o). A partir do vetor horário da medida terrestre, interpolou-se o fator de refletância minutal, resultando na medida em escala horária. Assim, a irradiância estimada pelo modelo e a medida terrestre foram analisadas na mesma escala temporal.

4.3. Dados de satélite

As imagens usadas como fonte de informação para os modelos de estimativa foram adquiridas pelo satélite geoestacionário GOES-Leste, através do canal visível, a uma frequência de 30 minutos. O satélite está em órbita na longitude 75° W, com uma resolução espacial de aproximadamente 2 km sobre a área de estudo.

As informações de satélite utilizadas neste estudo são provenientes do banco de dados do Laboratório de Energia Solar (LES) da Universidade da República do Uruguai (Udelar), que conta com os últimos 15 anos completos de imagens abrangendo o Uruguai e parte do território brasileiro, a Figura 19 ilustra um exemplo de imagem.



Figura 19: Imagem do canal visível do satélite GOES

Fonte: LES (2016)

As imagens georreferenciadas no formato NetCDF foram descarregadas a partir do site CLASS/NOAA1. As imagens consistem em uma matriz de brilho observadas pelo radiômetro do satélite digitalizadas em 10 bits. A conversão física desta informação adimensional para W/sr.m² foi realizada utilizando de uma tabela

disponibilizada pela NOAA. Nesta tabela são disponibilizados fatores de conversão para as informações adimensionais, obtidos a partir de testes realizados antes do lançamento do satélite. Considerando que os satélites se degradam, foi realizada uma pós-conversão utilizando uma técnica recomendada pela NOAA. Todo processamento das imagens foi realizado pelo LES/Udelar, que disponibilizou os arquivos processados para a realização deste estudo.

Neste estudo foram utilizadas imagens dos satélites GOES 8, GOES 12 e GOES 13, conforme apresentado na Tabela 13. A prioridade dos satélites GOES são as observações sobre a América do Norte, principalmente em períodos de ocorrência de furacões. Por esta razão algumas séries de imagens da América Latina estão ausentes sequencialmente. Nessas situações as imagens da América Latina são disponibilizadas a cada 3 horas.

Tabela	13 -	Dados	de	satélite
--------	------	-------	----	----------

GOES	Período
8	08/01/2000 - abril de 2003
12	Maio/2003 - abril de 2010
13	Abril/2013 - atual

Fonte: Autor

4.3.1. Determinação Fr e Fro

O *Fr* (brilho médio) foi determinado para cada hora e local, a partir da média simples da refletância dos pixels contidos na célula de 10min x 10min (latitude-longitude), o que corresponde a aproximadamente 16km x 10km.

Para determinação do Fr_o (brilho médio para condição de céu claro), calculouse cada um dos termos da Equação 21, obtendo como resultado uma matriz 4xn, onde *n* corresponde ao número de estações. Posteriormente, criou-se um vetor contendo as medidas do fator de refletância considerando o filtro descrito na Seção 3.7.2. a partir da matriz e do vetor, utilizando técnica de regressão múltipla foi determinado os parâmetros da Equação 21 (*A*, *B*, *C* e *D*). O procedimento de ajuste dos parâmetros inclui um algoritmo interativo de filtro de valores correspondentes a horas nubladas, descrito em Alonso-Suárez (2012). A Tabela 14 mostra os parâmetros determinados para o local referente a cada uma das estações meteorológicas consideradas neste estudo. A partir da determinação dos parâmetros, obteve-se o fator de refletância médio para condições de céu claro (*Fr*_o).

Parametros do Fro						
Estação	А	В	С	D		
DPE	0.8067	9.8143	0.9502	2.1034		
JAO	0.8317	10.2681	0.9348	2.4171		
LIV	0.6528	9.6058	1.07116	2.2064		
BGB	0.8163	9.6554	1.0663	2.1983		
URU	0.7602	9.6301	1.0142	2.0226		
CHU	0.9316	8.8538	0.0484	2.1172		

Tabela 14 - Parâmetros para determinação do Fro

Fonte: Autor

A Figura 20 mostra o gráfico do fator de refletância médio em vermelho (*Fr*) e o fator de refletância médio para o mesmo local e hora considerando condições de céu limpo em azul (*Fr*_o).



Fonte: Autor

É possível observar que, para condições de céu claro, o brilho médio da Terra captado pelo satélite é menor, conforme visto na fundamentação teórica deste trabalho.

4.4. Ajuste do modelo JPT e variações do modelo JPT

Nesta seção serão descritas as adaptações realizadas no modelo JPT original, além da metodologia de ajuste do modelo JPT e as respectivas variações do modelo JPT.

4.4.1. Variações do modelo JPT

Afim de verificar a influência dos parâmetros de nebulosidade do modelo original JPT, foram realizadas duas variações no modelo. A primeira considera apenas o fator de refletância médio extraído da imagem de satélite (*Fr*) e é denominada de Mod1-JPT (Equação 22).

$$GHI = G_{s}F_{n}\cos\theta_{z}(a + b\cos\theta_{z} + c\cos^{2}\theta_{z}) + d(Fr)$$
(22)

Na segunda variação do modelo, chamada de Mod2-JPT, são consideradas as informações de *Fr* e *Fr*_o, no entanto, utilizando um índice inferior ao modelo JPT original, conforme mostra a Equação 23.

$$GHI = G_s F_n \cos\theta_z (a + b\cos\theta_z + c\cos^2\theta_z) + d(Fr - Fr_o)$$
⁽²³⁾

4.4.2. Ajuste do modelo JPT e variações do modelo JPT

O ajuste dos modelos Mod1-JPT, Mod2-JPT e JPT é baseado na técnica de regressão múltipla, similar ao método de mínimos quadrados, mas com variáveis de entrada. Para melhor entendimento, a Equação 19 foi reescrita, resultando na Equação 24.

$$x = a \underbrace{G_s F_n \cos \theta_z}_{X_1} + b \underbrace{G_s F_n \cos^2 \theta_z}_{X_2} + c \underbrace{G_s F_n \cos^3 \theta_z}_{X_3} + d \underbrace{G_s F_n (Fr^2 - Fr_0^2)}_{X_4}$$
(24)

A Equação 24 resulta em uma matriz X, do tamanho do número de estimativas de irradiação analisadas.

$$X = \begin{bmatrix} x11 & x12 & x13 & x14 \\ x21 & x22 & x23 & x23 \\ . & . & . & . \\ xm1 & xm2 & xm3 & xm4 \end{bmatrix}$$

A partir das medidas terrestres realizadas pelas estações do INMET, criou-se um vetor chamado de Y, com tamanho do número de medidas realizadas em cada estação e já filtradas durante a análise de integridade e de qualidade.

$$Y = \begin{bmatrix} y11\\ y21\\ .\\ ym1 \end{bmatrix}$$

A partir dos valores da matriz X e do vetor Y utilizando a técnica de regressão múltipla, foram determinados os parâmetros *a, b, c, d* dos modelos Mod1-JPT, Mod2-JPT e JPT, nos locais referentes a cada uma das estações meteorológicas do INMET, conforme mostra a Tabela 15.

Madala			Parâmetro	os do mode	elo
Modelo	LUCAI	а	b	С	d
	DPE	0.5968	0.6409	-0.3727	-13.4963
	JAO	0.5711	0.6375	-0.3662	-12.7873
Mod1-	LIV	0.5001	0.7514	-0.44	-12.1035
JET	BGB	0.6484	0.5798	-0.3359	-13.5275
	URU	0.5972	0.6559	-3899	-13.0145
	CHU	0.6396	0.536	-0.2931	-13.0105
	DPE	0.3995	0.7906	-0.4301	-13.5548
	JAO	0.3653	0.8061	-0.4344	-12.7937
Mod2-	LIV	0.3345	0.8621	-0.4763	-12.1489
JPT	BGB	0.4463	0.7386	-0.3973	-13.5691
	URU	0.4179	0.7755	-0.4293	-13.0464
	CHU	0.4485	0.7191	-0.3795	-13.027
	DPE	0.3064	0.8074	-0.3536	-0.1935
	JAO	0.2484	0.8398	-0.3597	-0.1786
IDT	LIV	0.2207	0.9108	-0.4178	-0.1654
JET	BGB	0.3121	0.8021	-0.335	-0.186
	URU	0.3174	0.7651	-0.3231	-0.1703
	CHU	0.3049	0.8075	-0.3318	-0.1817

Tabela 15 - Parâmetros do modelo

Fonte: Autor

A utilização das mesmas medidas na etapa de ajuste e validação do modelo, faz com que o desempenho do modelo reporte resultados melhores do que realmente é. Com isso, o mais coerente é utilizar técnica de validação cruzada dos dados, para que parte das medidas sejam utilizadas para o ajuste do modelo e outra parte na validação do modelo.

4.4.3. Validação cruzada

Afim de verificar o desempenho do modelo de estimativa da maneira mais realista possível, na escala horária foi utilizada a técnica de validação cruzada na etapa de ajuste e treinamento do modelo (Seção 4.4.2). Para tanto, 1/3 de X e de Y foi empregado para estimativa do modelo e 2/3 no ajuste e treinamento dos parâmetros (a,b,c e d). Foram sorteados 1000 valores de X e Y de forma aleatória, garantindo que o modelo fosse o mais realista possível.

A partir das amostras sorteadas para o ajuste e treinamento em X e Y, foram determinados mil parâmetros de *a, b, c* e *d*, mil indicadores de erro referentes à estimativa realizada por cada parâmetro. Foram utilizadas mil amostras, com o intuito de obter os valores de parâmetro estáveis ao realizar a média dos parâmetros. O mesmo procedimento foi aplicado para todas as estações do INMET da área de estudo, utilizando os três modelos de estimativa (Mod1-JPT, Mod2-JPT e JPT). A média dos parâmetros dos modelos ajustados para cada estação meteorológica foi a mesma apresentada na Tabela 15.

4.5. Validação do modelo JPT e variações do modelo JPT

Para validar os modelos (Mod1-JPT, Mod2-JPT e JPT), foram realizadas comparações gráficas das estimativas horárias geradas pelo modelo com as medidas de superfície realizadas pelo INMET em cada uma das estações analisadas neste estudo. A fim de de obter indicadores de erros o mais realista possível, foram aplicados alguns filtros para: a) Descarte das estimativas onde kT > 0,85; b) Descarte das estimativas onde *cos* θ_z < 0,1, que são às primeiras e as últimas horas do dia.

Os indicadores de erro utilizados neste trabalho são desvio médio de Bias (Equação 25) e desvio médio quadrático (RMS) (Equação 26).

$$MBD = \sum X_e(i) - X_m(i)$$
⁽²⁵⁾

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum (X_{e}(i) - X_{m}(i))^{2}}$$
(26)

Onde: N= número dados estimados; X_e = valores de irradiação estimados e X_m = valores de irradiação medidos na Terra. Os indicadores percentuais são referidos a média das medidas, de acordo com as Equações 27 e 28, respectivamente.

$$rMBD = \frac{100.MBD}{X_m}$$
(27)

 $rRMS = \frac{100.RMS}{X_m}$ (28)

4.6. Validação do modelo BD-JPT sem ajuste

O modelo BD-JPT foi validado utilizando a mesma metodologia descrita na Seção 4.5., no entanto, os parâmetros do modelo (*a*, *b*, *c* e *d*) não foram ajustados para área de estudo. Foram utilizados os parâmetros ajustados para o Uruguai, descritos na Tabela 10. Outra característica que difere a metodologia deste modelo para os demais é a análise temporal, visto que nos modelos Mod1-JPT, Mod2-JPT e JPT, o brilho médio da imagem foi colocado na mesma escala temporal que as medidas realizadas nas estações meteorológicas do INMET, gerando estimativas na mesma escala temporal. Para o modelo BD-JPT, a interpolação para igualar a escala temporal da medida e da estimativa foi realizada após a estimativa do modelo.

4.7. Avaliação dos resultados

Os resultados foram avaliados com base nos indicadores calculados a partir das Equações 25 a 28. O fluxograma dos resultados a serem avaliados e a nomenclatura a ser referenciada são apresentados na Figura 20.

A metodologia correta para análise dos indicadores é a que utiliza a técnica de validação cruzada (VA), no entanto, neste estudo também utilizaremos a técnica sem validação (CA) para a diferença entre os indicadores.

Figura 21 - Fluxograma da análise dos resultados



Fonte: Autor

5. RESULTADOS

Nesta seção são mostrados os resultados obtidos a partir da metodologia descrita na Seção 4 deste trabalho.

5.1. Integridade e qualidade dos dados de irradiação

A análise da integridade das medidas de irradiação solar global aplicada às estações do INMET (Tabela 11) mostrou que em geral no dia 01/09/2011 ocorreu uma alteração na escala de medida dos dados disponibilizados. Até o dia 31/08/2011 as medidas eram fornecidas em J.m⁻². Após esta data, as medidas passaram a ser disponibilizadas em kJ.m⁻². No entanto, isto não se mantem ao longo do período. Ao longo do período posterior a 31/08/2011, algumas medidas voltam a ser disponibilizadas em J.m⁻². A partir da metodologia proposta na Seção 4.2.1 este problema foi facilmente corrigido, conforme mostra a Figura 22.



Figura 22 - Correção da integridade das medidas

Fonte: Autor

Os períodos dos dados utilizados no estudo apresentados na Tabela 16, foram definidos a partir dos critérios de integridade e de qualidade dos dados propostos na Seção 4.2.1. O número de dias analisados em cada mês do ano, para cada estação meteorológica considerada neste estudo, encontra-se no Anexo A.

nouo uo		
Local	Período utilizado	Número de dias
CHU	01/01/2009 - 31/12/2010	708
JAO	01/01/2007 - 31/12/2013	2453
BGB	01/01/2007 - 31/12/2013	2434
DPE	01/01/2011 - 31/12/2013	1009
SLI	01/01/2006 - 31/12/2013	2633
QUA	01/01/2008 - 31/12/2013	2055
URU	01/01/2007 - 31/12/2013	2073

Tabela 16 - Período de dados analisados

Fonte: Autor

O índice de claridade diário dos dados em cada uma das estações após a verificação manual do comportamento dos dados (descrito na Seção 4.2.1) é apresentado no Anexo B. A partir da metodologia proposta, pode-se verificar que no período de dados utilizados apresentam em geral máximos de kT estáveis, exceto as estações de Bagé e Santana do Livramento. A Figura 23 mostra o kT máximo diário das medidas da estação meteorológica, pode-se observar uma tendência decrescente e depois tornam-se estáveis. Estas oscilações podem ser ocasionadas pela degradação da calibração do instrumento. Na maioria dos casos em que se

observou a instabilidade de medidas, na sequencia ocorre uma falta destas, ou seja, kT diário máximo indica que provavelmente o sensor de medida já apresentava problemas e possivelmente entrou em manutenção.



Figura 23 – Máximo móvel do kr diário de Santana do Livramento

A Tabela 17 mostra os gráficos da irradiação medida com relação à irradiação estimada pelos modelos, resultante da metodologia de integridade e qualidade dos dados, para estação DPE. As demais variáveis e estações meteorológicas são apresentadas no Anexo D. O modelo BD-JPT não consta na Tabela 17. por não ter sido ajustado para as localizações de estudo, o modelo só pode ser corrigido para escala diária e mensal.

Na Tabela 17, é possível verificar visualmente que a metodologia adotada na etapa de integridade e de qualidade dos dados foi eficiente, visto que em geral as medidas e estimativas horárias não estão dispersas umas das outras. As dispersões identificadas são medidas e/ou estimativas não enquadradas nos critérios de anomalias descritos na Seção 4.5., no entanto, observa-se um comportamento suspeito no modelo JPT, decorrente da estimativa em dias de céu claro, pois nas maiores estimativas (1000 - 1200 Wm⁻²) o gráfico apresenta uma interrupção.



Fonte: Autor

5.2. Estimativa da irradiação global horária

A estimativa horária é a que melhor representa a precisão dos modelos. Na Tabela 18 são mostradas as séries temporais de irradiação medida (vermelho) e estimada (azul) pelos distintos modelos para estação DPE.





As demais séries das estações analisadas neste estudo apresentaram comportamento visualmente semelhante. As séries de todas as estações estão em anexo a este documento (Anexo E).

Para todas as estações analisadas, podemos observar que o modelo tende a subestimar as medidas nos dias de céu claro e sobrestimar as medidas em dias com nebulosidade, conforme mostra a Figura 24.



Fonte: Autor

A Tabela 19 apresenta a irradiação média horária para o período analisado.

<u>l'obal libralia</u>						
	Estação	GHI horário (W.m ⁻²)				
	CHU	442.54				
	JAO	404.55				
	BGB	447.47				
	DPE	458.23				
	SLI	419.54				
	URU	404.25				

Tabela 19 - Irradiação global horária

Fonte: Autor

A maior irradiação solar incidente no período analisado foi na estação meteorológica de Dom Pedrito, com 458,2 W.m⁻², seguido de Bagé com aproximadamente 447,8 W.m⁻², Chuí com 442,54 W.m⁻², Santana do Livramento com 419,5 W.m⁻² e Uruguaiana com 404,25 W.m⁻².

Os desvios médios MBD são mostrados na Figura 25, considerando as três situações descritas no fluxograma da Figura 21, em que CA se refere ao modelo ajustado para cada localidade, AV ao modelo ajustado para cada localidade com validação cruzada dos dados e SA sem ajuste.



Fonte: Autor

O desvio médio relativo da irradiação estimada pelos modelos é mostrado na Tabela 20, considerando as situações da Figura 21, em que: (1) corresponde ao modelo ajustado; (2) corresponde ao modelo ajustado a partir da validação cruzada e (3) corresponde ao modelo BD-JPT sem ajuste; *a, b* e *c* correspondem ao modelo Mod1-JPT, Mod2-JPT e JPT, respectivamente.

Situação		rMBD (%)					
Siluação	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU	
1a	0.17	0.22	0.15	0.7	0.19	0.19	
1b	0.24	0.33	0.26	0.18	0.29	0.29	
1c	0.43	0.5	0.51	0.39	0.52	0.61	
2a	-0.02	0	-0.04	-0.03	0.03	0.01	
2b	0.07	0.09	0.05	-0.03	0.09	0.09	
2c	0.02	0.33	0	-0.01	0.06	0.07	
3	-6.22	1.04	-6.22	1.38	3.15	-3.52	

Tabela	20 –	rMBD	horário

Fonte: Autor

A Tabela 20 e a Figura 25, mostram que o desvio médio da estimativa horária obtida pelo modelo BD-JPT foi subestimado nas estações meteorológicas do Chuí, Bagé, Dom Pedrito e Uruguaiana, e sobrestimado em Jaguarão e Santana do Livramento. O desvio referente as subestimativas foram maiores que as sobrestimativas, com destaque para as estações meteorológicas do Chuí, de Bagé e de Uruguaiana, que apresentaram -27,66 W.m⁻², -27,82 W.m⁻² e -15,98 W.m⁻² respectivamente.

A Tabela 21 mostra o desvio médio quadrático relativo para as estimativas na escala horária.

	Situação			rRM	1S(%)			
Olluação	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU		
	1a	13.29	15	14.18	12.88	18.19	13.44	
	1b	13.2	15.11	13.99	12.48	17.9	13.43	
	1c	18.06	19.62	19.58	17.63	22.05	19.15	
	2a	13.31	15.2	14.35	12.93	18.42	13.59	
	2b	13.5	15.32	14.17	12.57	17.93	13.61	
	2c	19.28	19.62	20.9	18.15	22.98	20.33	
	3	14.97	14.9	15.72	12.73	18.11	13.79	

Tabela	21	-	rRMS	horário

Fonte: Autor

A Figura 26 mostra os erros médios quadráticos de cada estação.



Fonte: Autor

Analisando separadamente cada uma das estações a partir da Tabela 21 verifica-se que a estação de Santana do Livramento foi a que apresentou piores indicadores em todos os modelos testados, seguido pelas estações de Bagé, Chuí, Jaguarão Uruguaiana e Dom Pedrito. Quanto aos modelos testados:

a) Os modelos ajustados Mod1-JPT e Mod2-JPT (*a* e *b*) apresentaram pouca diferença entre si. O mesmo acontece para os modelos Mod1-JPT e Mod2-

JPT (*a* e *b*) ajustados com validação cruzada. No entanto, quando comparado com o modelo ajustado sem validação cruzada e com validação para cada estação (1 e 2), este último apresenta em maioria indicadores maiores. Apesar de indicadores maiores, os modelos ajustados com validação cruzada reportam melhor o comportamento real dos modelos.

- b) O modelo JPT (c) foi o que apresentou piores indicadores em todas as estações, variando muito pouco quando analisado o modelo ajustado sem e com validação cruzada (1 e 2).
- c) O modelo BD-JPT (3) apresentou bons indicadores. No entanto, este modelo não foi ajustado para área de estudo, além de utilizar técnicas de interpolação que podem agregar incerteza aos resultados, conforme descrito na Seção 4.6.

5.3. Estimativa da irradiação global diária

A partir das medidas terrestres horárias de irradiação e as estimativas horarias geradas pelos modelos, foi obtida a irradiação global diária, considerando apenas os dias com medidas e estimativas completas (24 dados de irradiação). A Tabela 22 mostra a irradiação solar global diária obtida pelos modelos de estimativa.

Jui ulunu	
Local	GHI diário (MJ.m ⁻²)
CHU	17.43
JAO	16.04
BGB	17.83
DPE	18.32
SLI	16.75
URU	18.19

Tabela	22 –	Irradiação	dlobal	diária
i abola		maanaçao	giosai	anama

Fonte: Autor

As estimativas mostram que a estação com maior irradiação global diária foi a de Dom Pedrito, seguido de Uruguaiana, Bagé, Chuí, Santana do Livramento e Jaguarão. A série temporal típica da irradiação diária global estimada e medida é mostrada na Tabela 23. Podemos verificar que o modelo JPT é o que apresenta maior subestimação das estimativas, quando comparado com as medidas de irradiação na Terra. As séries típicas de cada estação meteorológica estão no Anexo F deste trabalho.



A Tabela 24 apresenta o gráfico das medidas de irradiação em Terra, versus as estimativas de irradiação através dos modelos baseados em imagens de satélite para estação meteorológica de Dom Pedrito. Podemos verificar que os dados não apresentam discrepância entre si.



Tabela 24 – Coerência entre a irradiação diária medida e a estimada

Fonte: Autor

Através das figuras da Tabela 24, podemos verificar que assim como para as informações horárias, as medidas e estimativas de irradiação mostraram-se coerentes em todos os modelos utilizados neste trabalho. No entanto, o modelo JPT apresenta uma anomalia. No modelo BD-JPT são apresentadas irradiação solar medida versus estimativa dada pelo modelo sem ajuste, e a medida versus estimativa sem ajuste, mas corrigido. Nos cálculos de desvio foram utilizadas as medidas corrigidas.

Os indicadores diários calculados para o modelo Mod1-JPT, Mod2-JPT, JPT (a, b e c) com ajuste (1) e para o modelo BD-JPT sem ajuste (3) são mostrados nas Tabelas 25 a 28, lembrando que a validação cruzada para o ajuste dos modelos não foi utilizada para as escalas diária e mensal.

Madala			MBD (I	MJ.m⁻²)		
iviodelo	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU
1a	0.06	0.15	0.1	0.02	0.13	0.19
1b	0.49	0.71	0.58	0.09	0.5	0.54
1c	0.34	0.38	0.47	0.09	0.5	0.51
3	0	0	0	1	0	0

Tabela 25 - MBD diário

Fonte: Autor

Tabela 26 -	rMBD	diário
-------------	------	--------

Madala			rMBI	D (%)		
Nodelo	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU
1a	0.06	0.15	0.1	0.13	0.13	0.19
1b	0.49	0.71	0.58	0.51	0.5	0.54
1c	0.34	0.38	0.47	0.47	0.5	0.51
3	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autor

Analisando os indicadores dos modelos aplicados para cada estação da área de estudo, podemos verificar que estes se mantêm praticamente estáveis. O modelo BD-JPT corrigido não apresenta desvio, no entanto, trata-se de um modelo que não foi ajustado para área de estudo e que utiliza métodos de correção e interpolação que geram incertezas. A estação do Chuí apresenta indicadores mais baixos que as demais. Entretanto, o período utilizado no estudo foi muito pequeno, o que faz com que aumente a incerteza quando se pretende gerar informações de longo prazo (15 anos). A Tabela 27 e 28 mostra o erro médio quadrático para os modelos empregados na área de estudo.

Tabela 27 - RMS diário

Madala			MJ.m⁻²)			
wodelo	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU
1a	1.17	1.09	1.21	1.08	1.5	1.28
1b	1.16	1.11	1.17	1.03	1.47	1.24
1c	2.07	1.95	2.32	2.09	2.31	2.38
3	1.13	1.06	1.14	0.99	1.45	1.18

Fonte: Autor

Tabela 28 - rRMS diário

Madala	rRMS (%)					
Modelo	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU
1a	6.71	6.82	6.8	5.91	8.93	7.03
1b	6.67	6.9	6.54	5.62	8.77	6.82
1c	11.88	12.16	13.02	11.41	13.79	13.11
3	6.48	6.82	6.36	5.41	8.65	6.5

Fonte: Autor

Os resultados obtidos na escala diária mostraram que o modelo JPT foi o que apresentou maior incerteza nas estimativas de irradiação solar quando comparado com as medidas em Terra, apresentando um erro médio quadrático que varia entre 11.41% a 13.8%. Os modelos Mod1-JPT, Mod2-JPT e BD-JPT apresentaram indicadores satisfatórios quando comparados com valores encontrados por outros autores e apresentado na revisão bibliográfica deste trabalho.

5.4. Estimativa da irradiação global mensal

A média mensal da estimativa de irradiação obtida pelos diferentes modelos testados é mostrada na Tabela 29.

modiu	
GHI diário (MJ.m ⁻²)	
17.57	
16.01	
17.77	
18.22	
16.42	
18.15	
	GHI diário (MJ.m ⁻²) 17.57 16.01 17.77 18.22 16.42 18.15

Tabela 29 - Irradiação global mensal média

Fonte: Autor

A Figura 27 apresenta a estimativa mensal para estação meteorológica de Dom Pedrito utilizando o modelo JPT com ajuste. As demais situações que foram ilustradas na Tabela 24 para a estimativa diária não serão apresentadas nesta seção por terem comportamento visual semelhante. Elas são apresentadas no Anexo G.



Fonte: Autor

Os indicadores de erro são apresentados a partir da Tabela 30 até a Tabela 33.

Tabela 30	- MBD	mensal

MBD (MJ.m ⁻²)					
CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU
-0.1	-0.11	-0.07	-0.07	-0.11	-0.11
-0.03	-0.02	0.02	0.02	-0.04	-0.05
-0.03	-0.05	0.03	0.02	-0.01	-0.02
-0.25	-0.06	-0.09	-0.06	-0.14	-0.16
	CHU -0.1 -0.03 -0.03 -0.25	CHU JAO -0.1 -0.11 -0.03 -0.02 -0.03 -0.05 -0.25 -0.06	MBD (I CHU JAO BGB -0.1 -0.11 -0.07 -0.03 -0.02 0.02 -0.03 -0.05 0.03 -0.25 -0.06 -0.09	MBD (MJ.m ⁻²) CHU JAO BGB DPE -0.1 -0.11 -0.07 -0.07 -0.03 -0.02 0.02 0.02 -0.03 -0.05 0.03 0.02 -0.25 -0.06 -0.09 -0.06	MBD (MJ.m ⁻²) CHU JAO BGB DPE SLI -0.1 -0.11 -0.07 -0.07 -0.11 -0.03 -0.02 0.02 0.02 -0.04 -0.25 -0.06 -0.09 -0.06 -0.14

Fonte: Autor

|--|

Madala	rMBD (%)					
wouelo	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU
1a	-0.56	-0.65	-0.37	-0.33	-0.64	-0.62
1b	-0.15	-0.1	-0.35	-0.36	-0.26	-0.27
1c	-0.19	-0.31	0.13	0.09	-0.08	-0.09
3	-1.43	-0.84	-0.48	0.13	-0.88	-0.9

Fonte: Autor

O comportamento dos indicadores é semelhante ao encontrado nos indicadores diários. O modelo JPT apresenta indicadores superiores aos demais modelos. Os indicadores percentuais do desvio MBD mostram que os modelos usados no estudo subestimaram as estimativas de irradiação quando comparados com as medidas em Terra em todas as estações. O modelo BD-JPT foi o que

apresentou maior desvio entre os modelos testados. As Tabela 32 e 33 apresentam o desvio médio quadrático.

Modele	RMS (MJ.m ⁻²)					
MODEIO	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU
1a	0.65	0.71	0.7	0.58	0.81	0.71
1b	0.65	0.72	0.59	0.42	0.72	0.61
1c	0.63	0.69	0.69	0.52	0.76	0.69
3	0.98	0.84	0.71	0.56	0.81	0.73

Tabela 32 - I	RMS mensal
---------------	------------

Fonte: Autor

Tabela 33 - rRMS mensal

Modele	RMS (MJ.m ⁻²)						
MODEIO	CHU	JAO	BGB	DPE	SLI	URU	
1a	3.72	4.41	3.92	3.16	4.84	3.9	
1b	3.68	4.45	3.34	2.3	4.3	3.36	
1c	3.57	4.29	3.87	2.95	4.51	3.82	
3	0.98	5.16	4	3.11	4.95	4.01	

Fonte: Autor

O desvio percentual RMS mostra que as estações com maiores indicadores foram as de Santana do Livramento, Jaguarão, Bagé, Uruguaiana e Chuí.

5.5. Análise geral dos resultados

Os resultados apresentados nas seções anteriores mostraram distintos comportamentos que estão relacionados aos prós e os contras da utilização de cada modelo. Nesta seção pontuaremos algumas situações observadas.

Conforme observado, a cidade que apresentou os piores indicadores foi Santana do Livramento, isto pode estar relacionado às medidas utilizadas para o ajuste do modelo, visto que o kT máximo móvel diário mostrou uma falta de linearidade nas medidas. Os modelos Mod1-JPT e Mod2-JPT mostraram coerência nas estimativas realizadas. Quanto ao desempenho dos modelos de estimativa podemos verificar que:

a) O rRMS horário médio da estimativa da irradiação global de toda área de estudo a partir do modelo Mod1-JPT ajustado foi de 14,5%, enquanto o mesmo modelo ajustado por validação cruzada apresentou desvio de 14,63%.
- b) O modelo Mod2-JPT ajustado apresentou desvio rRMS horário da estimativa da irradiação global quando comparado com as medidas terrestres de 14,35%, o mesmo modelo ajustado por validação cruzada foi de 14,51%.
- c) O desvio rRMS apresentado pelo modelo JPT ajustado para área de estudo foi de 19,36%. O modelo, quando ajustado por validação cruzada dos dados, apresentou desvio rRMS de 20,21%.
- d) O modelo BD-JPT sem ajuste para a localização do estudo apresentou desvio médio rRMS de 15% para área de estudo.

Os resultados obtidos mostram que quando o modelo é ajustado por validação cruzada, apresenta indicadores maiores. Apesar do aumento do desvio, este representa com maior veracidade o comportamento do modelo, por motivos já descritos em outras seções deste trabalho.

Podemos verificar que o modelo JPT e suas variações apresentaram indicadores aceitáveis quando comparado a estudos da literatura, que mostraram rRMS para o modelo JPT de 16,2% (Justus et al.,1986) e 20% (Alonso-Suárez et al., 2011). O modelo que apresentou melhores indicadores foi o Mod1-JPT. Entretanto, este não considera o brilho médio em condições de céu claro (*Fr*_o). O modelo BD-JPT apresentou bons resultados, espera-se que se ajustado para área de estudo este modelo obtenha melhores resultados que os demais.

5.6. Estimativa de irradiação solar dos últimos quatorze anos

As séries anuais típicas de irradiação dos últimos 14 anos obtidas pelo do modelo de estimativa que apresentou os resultados mais satisfatórios (Mod1-JPT), são apresentadas no Anexo H do trabalho para cada uma das regiões de estudo. No Anexo I são apresentadas as médias mensais e anuais de irradiação dos últimos 15 anos obtidas a partir do modelo de estimativa Mod1-JPT.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E PREPECTIVAS FUTURAS

A verificação da integridade e da qualidade dos dados medidos em Terra e estimados pelos modelos foram de grande relevância para este estudo, assim como a garantia da utilização de medidas e estimativas na mesma escala temporal, pois todos estes fatores influenciam diretamente na precisão dos modelos.

A realização deste trabalho possibilitou o conhecimento do comportamento de um dos principais modelos estatísticos de estimativa de irradiação solar a partir de imagens de satélite (o modelo Tarpley), assim como de variações deste modelo e do modelo BD-JPT. Foi possível aplicar os modelos para a região de fronteira entre o Brasil e o Uruguai e verificar a influência e importância da utilização de modelos ajustados para cada local de interesse.

Através deste estudo pode-se obter a irradiação global horária, diária e mensal no período de 2000 até 2014 para os locais referentes às estações meteorológicas do INMET no Chuí, Jaguarão, Bagé, Santana do Livramento, Dom Pedrito, Quaraí e Uruguaiana com resolução de aproximadamente 20 x 20 km. O desvio médio geral foi de 14,6% utilizando o modelo Mod1-JPT, de 14,5% a partir do modelo Mod2-JPT, de 20,2% utilizando o modelo JPT e de 15% utilizando o modelo BD-JPT sem ajuste para área de estudo.

Além dos resultados técnicos e do conhecimento obtido a partir do manejo e processamento de séries de irradiação solar, este trabalho também tem como resultado o início de uma parceria internacional entre LMSC (Unipampa/Brasil) e LES (Udelar/Uruguai). Parceria esta que fortalece a cooperação institucional em linhas de pesquisa voltadas a radiação solar, visto que o trabalho gerou dados do comportamento de modelos utilizados no Uruguai que até então não haviam sido testados para uma região maior do Rio Grande do Sul.

Diante dos resultados obtidos, para o futuro pretende-se: a) investigar o que levou aos altos indicadores do modelo JPT. Para isto, o modelo será processado em outras localidades do Rio Grande do Sul e do Uruguai, obtendo assim melhor embasamento sobre este caso; b) ajustar o modelo BD-JPT para a área de estudo, visto que os resultados mostraram uma boa projeção para aplicação; c) publicar este trabalho em periódico científico.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abal G.. Fundamentos de Energía Solar - Unidad I: Radiación Solar. Versión 1.0. Instituto de Física - Facultad de Ingeniería - Universidad de la República. Uruguay, agosto 2010. ABSOLAR 2016, **Cinco mil brasileiros já geram a própria energia em casa.** Disponível em: http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/cinco-mil-brasileiros-ja-geram-a-propria-energia-em-casa-.html. Acesso em: 20 de outubro de 2016.

AERONET. **Solar Radiation Network**. Disponível em: http://solrad-net.gsfc.nasa.gov/. Acesso em: 2 de out. de 2016.

Alonso-Suárez, R. A, D'Angelo M., Abal G.. Distribución espacial y temporal de la irradiación solar en el Uruguay. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2012, São Paulo. **Anais IV Congresso Brasileiro de Energia Solar**. São Paulo. 2012a.

Alonso-Suárez, R. A, Abal, G., Siri, R. and Musé, P.. Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: Application to Uruguay. **Solar Energy**, vol. 86, 3205-3215. 2012b.

Alonso-Suárez R. A., Abal G., Siri R., and Musé P.. Global solar irradiation assessment in Uruguay using Tarpley's model and GOES satellite images. In: Solar World Congress (SWC 2011), 2011, Kassel, Germany. **Annals SWC 2011.** Kassel, 2011.

Alonso-Suárez, R. A, Abal, G., Siri, R. and Musé, P.. Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay. **Energy Procedia**, vol 57, 1237 – 1246. 2014.

ANEEL 2016. Informações gerenciais: Março de 2016, Brasília, mar. 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais. Acesso em: 30 ago. 2016, às 12:30.

ATLAS, Atlas Solarimétrico do Brasil. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

BEN, **Balanço Energético Nacional 2016, ano base 2015**, Brasília, mai. 2016. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx Acesso em: 02 ago. 2016, às 14:40. Beyer, H.G., Constanco, C., Heinemann, D. Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite data. **Solar Energy**, vol. 56, 121–207. 1996.

BNEF. **Global Trends in Renewable Energy Investment 2015**. Frankfurt am Main: Bloomberg New Energy Finance/ Frankfurt School/UNEP Centre, 2015. Disponível em: < fs-unep-centre.org/sites/default/files/.../key_findings.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2016, às 17:10.

Branco V. T. A., Suárez R. A., Schafer A. G.. Análise dos dados de radiação solar gerados pelo modelo BD-JPT para a região de Bagé-RS-Brasil. In: 1er seminário – Taller de incorporación de pronósticos de generación eólica y solar a la operación del sistema eléctrico, 2016, Montevideo. **Anais Pronos.** Montevideo, 2016.

Ceballos, J.C. e Bottino M.J.. Modelo CPTEC GL para estimativa de radiação solar por satélite: Versões GL1.0 e GL1.1. In: XI Congresso Brasileiro de Meteorologia, Rio de Janeiro, 2000. Anais (CD ROM) XI Congresso Brasileiro de Meteorologia. Rio de Janeiro 2011.

Ceballos, J., Bottino, M. J., and Souza, J. M. D.. A simplifie physical model for assessing solar radiation over Brazil using goes 8 visible imagery. **Journal of Geophysical research**, vol. 109. 2004

Ceballos J. C, 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. Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, 2014.

Cano D., Monget J. M., Albuisson M., Guillard H., Regas N. Wald L., 1986. A method for dermination of the global solar radiation from meteorological satellite data. **Solar Energy**, vol. 37, pp. 31-39.

Colle, S. and Pereira, E. B.. Atlas de irradiação solar do Brasil, (1a versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície). Brasília, out. 1998.

Cooper, P. I. The absorption of solar radiation in solar stills. **Solar Energy**, vol. 12, 333–346. 1969.

Diabaté, L., Regas, M. Wald, L., Estimating Incident Solar Radiation at the Surface from Images of the Earth Transmitted by Geostationary Satellites: the Heliosat Project, **Solar Energy**, v. 5, pp. 261-278, 1988.

Duffie, John A.; Beckman, William A.. **Solar Engineering of Thermal Processes.** John Wiley/Sons, 1974. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2013.

EPE 2014. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil –
Condicionantes e Impactos. Nota técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro, out. 2014.
Disponível em:< www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx >. Acesso em: 13 set. 2016.

EPE, 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015.

Frulla L. A., Gagliardini D. A. Gallegos H. G., Lopardo R., Tarpley J. D.. Incident solar radiation on Argentina from the Geostationary satellite goes: comparison with ground measurements. **Solar Energy**, v. 41, no. 1, pp 61-69, 1988

Fulla L. A., Gallegos G., Gagliardini D. A. and Atienza G. Analysis of satellitemeasured insolation in Brazil. **Solar & Wind Technology**, v. 7, no. 5, pp. 501-509. 1990.

Fórum Tiempo, **Medição de insolação. o heliógrafo**. Fórum do tempo. Disponível em: http://foro.tiempo.com/medida-de-la-insolacion-el-heliografo-t39773.0.html. Acesso em: 20 set. 2016.

Foster, R., Ghassemi M. And Cota A. **Solar energy: renewable energy and the** environment. 1st edition. CRC Press, Boca Raton, FL. 2010 Gautier, C., Diak, G., Masse S.A Simple Physical Model to Estimate Incidente Solar Radiation at the Surface from GOES Satellite Data. **Journal of Applied Meteorology**, v. 19 (1005), 1980.

Goldemberg J., Paletta F. C.et. al, **Energias renováveis**, São Paulo: Edgar Blucher, 2012.

GOES, **GOES HISTORY**. Geostationary operational environmental satellite. Estados Unidos. Disponível em: http://www.goes-r.gov/mission/history.html. Acesso em: 15 set. 2016, às 19:50.

Guimarães A. P. C.. Estimativa de parâmetros da camada atmosférica para cálculo da irradiação solar incidente na superfície terrestre. Banco de dissertações da COPPE/UFRJ, 2003. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/tese/200301_guimaraes_a_p_c_ dr.pdf >. Acesso em: 10 set. 2016, 16:30.

Hammer, A.. Anwendungspezifische Solarstrahlungsinformationen aus Meteosat-Daten. Publication Uni Oldenburg, PhD Thesis, 2000. Disponível em: coops.uni-oldenburg.de/317/. Acesso em: 21 out. 2016, às 23:54.

Hiser, H.W., Senn, H.V., "Mesoscale Mapping of Available Solar Energy at the Earth's Surface by Use of Satellites", **Solar Energy**, v. 24, pp. 129-141, 1980.

IHS (2015), **Top Solar Power Industry Trends in 2015, IHS**. Washington, 2016. Disponível em: www.ihs.com/pdf/Top-Solar-PowerIndustry-Trends-for-2015_213963110915583632.pdf. Acesso em: 15 ago. 2016, às 17:13.

IEA, International Energy Agency. Energy Atlas: CO2 emissions from fuel combustion 2015. Disponível em: <http://energyatlas.iea.org/?subject=1378539487>. Acesso em: 03 ago. 2016, às 18:40.

IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente. Análise da evolução das emissões de GEE no Brasil (1990-2012). São Paulo: Observatório do Clima, 2014. 51 p.

INMET/LABSOLAR (Instituto Nacional de Meteorologia / Laboratório de Energia Solar UFSC). Atlas de irradiação solar do Brasil. INMET, Brasília. 1998. 58 pp.

INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. **Sobre o INMET**. Brasília. Disponível em: ">http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=home/page&page=sobre_inmet.>. Acesso em: 15 set de 2016.

Justus C., Paris M. V. y Tarpley J. D. (1986). Satellite- measured insolation in the United States, Mexico an South America. **Remote Sensig of Environment**. 20, pp 57 – 83.

Iqbal, M., 1983. An Introduction to Solar Radiation. Academic Press, New York.
Karakaya, E.; Sriwannawit, P. Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 49, p. 60–66, set. 2015.

Kurmar, R., Umanand, L.. Estimation of global radiation using clearness index model for sizing photovoltaic system. **Renewable Energy,** vol. 30, 2221-2223. 2005

Luque A. and Hegedus S.. Handbook of photovoltaic science and engineering. Second edition, 2002.

Martinazzo, C. A., **Modelos de estimativa de radiação solar para elaboração de mapas solarimétricos**. Banco de dissertações da UFRGS, 2004. Disponível em: http://hdl.handle.net/10183/3915 >. Acesso em: 11 set. 2016, 12:30.

Martins F. R., Pereira E. B., Echer M. O. S., 2004. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com emprego de satélite geoestacionário – Projeto Swera. **Revista Brasileira de Ensino de Física,** v. 26, n.2, p. 145-159

MME, Resenha energética brasileira: Exercicio 2015. Ed maio de 2016

MME, 2015. Governo contratou duas vezes mais energia solar que hídrica em 2015, mostra CNPE. Brasília dez. 2015. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial. Acesso em: 12 set. 2016, às 13:30.

Neto S. L. M., Pereira E. B., Junior J. C. T., Colle S.. Sonda – Sistema de organização nacional de dados ambientais para o setor de energia. In: Seminário Nacional de Produção e transmissão de energia elétrica. Anais do Seminário Nacional de Produção e transmissão de energia elétrica. Rio de Janeiro, 2007.

Noia, M., C. F. Ratto and R. Festa. Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: I. Statistical models. II. Physical models **Solar Energy** vol. 51, 449–465. 1993.

Nunez, M., "A Satellite-Based Solar Energy Monitoring System for Tasmania, Australia", **Solar Energy**, v. 39, pp. 439-444, 1987.

Nullet, D., "A Comparison of Two Methods of Estimating Insolation Over the Tropical Pacific Ocean Using Cloudiness from Satellite Observations", **Solar Energy**, v. 39, pp. 197-201, 1987.

Oliveira, K; Saraiva, M. F. Astronomia e Astrofísica. 3ª ed. São Paulo: Livraria da Física. 2014

OECD. 2015. **OECD Environmental Performance Reviews: Brazil 2015**, OECD Publishing, Paris, 2016. http://dx.doi.org/10.1787/9789264240094-en

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**, vol. 57, pp. 125-132.

Pereira, E. B.; Martins, F.R.; Abreu, S. L.; Ruther, R. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE, 2006.

Perez R., Cebeauer T. and Súri M.. **Semi-Empirical Satellite Models** in Solar Energy Forecasting and resource assessment. Editor: Jan Kleissl. Elsevier, 2013.

REN21. **Renewables 2016 global status report**. Disponivel em: < http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>. Acesso em: 20 ago. 2016, às 23:05.

Righini R., Barrera D.. Empleo del modelo de tarpley para la estimación de la radiación solar global mediante imágenes satelitales goes en Argentina. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol 12. 2008.

Rigollier, C., Bauer, O., Wald, L., 2000. On the clear sky model of the 4th European Solar Radiation Atlas with respect to the Heliosat method. **Solar Energy**, 68, 33-48.

Rigollier C., Lefevre M. Y Wald L.. The method heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. **Solar Energy** vol. 77, 159-169. 2004.

Rimoczi-Paal, A., "Determination of Global Radiation from Satellite Pictures and Meteorological Data", **Solar Energy**, vol. 31, pp. 79-84, 1983.

Rüther, R. Edificios solares fotovoltaicos: o potencial da geração fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública no Brasil. LABSOLAR, Florianópolis-SC,2004.

SILVA, R. M. Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 1 66). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em: 24 out. 2016, às 12:45.

SONDA, **Rede Sonda**. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>. Acesso em: 2 de outubro de 2016.

Spencer, J. W. 1971. Fourier series representation of the position of the Sun. Search 2 (5): 172. Stoffel, T. "Terms and Definitions" in Solar Energy Forecasting and resource assessment. Editor: Jan Kleissl (Elsevier, 2013).

Tarpley, J.. Estimating incident solar radiation at the surface from geostationary satellite data. **Journal of Applied Meteorology**, 18:1172. (1979).

Tiba, C. et al.. **"Atlas solarimétrico do Brasil: Banco de dados terrestres"**, Ed. Universitária da UFPE, Recife 2000.

Tiwari G. N. And Dubey S.. Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications, P001-P004. DOI:10.1039/9781849730952-FP001. 2009.

Tolmasquim, M. T.**Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**.EPE: Rio de Janeiro, 2016.

Lucena A. C. **Apostila do Curso Leitura do Céu e Sistema Solar**. Florianópolis: Grupo de Estudos em Astronomia, Maio/2003. Disponível em: <http://www.gea.org.br/historia/2003postilaleituradoceu.htm>. Acesso em: 24 de out. 2016, às 17:09.

Vecchia, R.. **O meio ambiente e as energias renováveis: instrumentos de liderança visionaria para a sociedade sustentável**. Barueri, SP: Manole: Minha Editora, 2010.

Vignola F., Grover C., Lemon N., Mcmahan A., Building a bankable solar radiation dataset. **Solar Energy**, vol. 86, 2218-2229. (2012).

Victoria I. M. B. Medição da radiação solar global e difusa utilizando piranômetro com sensores fotoelétricos. Banco de dissertações da UFPEL, 2008. Disponível em: < http://repositorio.ufpel.edu.br:8080/handle/123456789/2187 >. Acesso em: 11 set. 2016, 14:30.

ANEXO A – Número de dias analisados

São apresentados o número de dias analisados no estudo.

	- INUII			15 0110	alisau	105 116	2 500	içau i		iui			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2009) 31	25	31	30	31	30	31	31	30	28	20	31	349
201) 31	28	31	30	31	30	31	30	28	30	30	29	359

Tabela 34 - Número de dias analisados na estação do Chuí

Tabela 35 - Número de dias analisados na estação de Jaguarão

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2007	0	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	334
2008	31	27	28	30	31	30	31	30	30	31	29	31	359
2009	31	25	31	30	31	30	29	30	26	27	25	31	346
2010	31	28	31	30	31	30	31	30	30	31	30	29	362
2011	31	28	31	30	31	30	31	30	29	31	30	30	362
2012	28	4	31	30	31	30	31	30	23	31	30	31	330
2013	31	28	30	30	28	29	31	31	30	31	30	31	360

Tabela 36 - Número de dias analisados na estação de Bagé

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2007	0	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	334
2008	31	27	31	30	24	30	22	30	30	31	28	31	345
2009	31	25	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	362
2010	31	28	31	30	31	30	31	30	30	31	30	29	362
2011	31	28	31	30	31	30	27	22	29	31	30	28	348
2012	31	29	31	30	31	28	12	30	11	31	30	31	325
2013	30	27	30	30	28	29	31	31	30	31	30	31	358

Tabela 37 - Número de dias analisados na estação de Dom Pedrito

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2011	31	28	31	30	31	20	31	31	29	31	30	31	354
2012	31	29	31	30	31	30	30	29	5	22	30	31	329
2013	31	28	30	30	28	29	26	5	30	31	27	31	326

Tabela 38 - Número de dias analisados na estação de Santana do Livramento

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2006	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	31	13	347
2007	25	28	31	29	31	8	21	31	27	28	28	31	318
2008	31	29	31	30	31	18	6	27	30	31	29	31	324
2009	31	25	31	30	31	29	30	31	30	31	30	31	360
2010	28	28	31	29	31	30	31	30	30	31	30	29	358
2011	31	28	31	30	30	22	21	30	29	31	30	29	342
2012	31	29	30	30	30	29	31	30	22	31	30	0	323
2013	31	28	30	30	28	29	10	0	4	31	24	16	261

							3					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
31	31	30	31	31	28	31	31	29	31	30	31	363
30	31	30	31	31	28	29	30	29	31	30	31	356
31	31	30	30	30	29	30	30	30	30	30	31	360
31	29	30	31	31	28	31	30	26	31	30	10	335
31	18	30	31	31	30	31	30	21	31	30	0	283
31	28	30	29	28	29	31	31	30	31	29	31	358
	1 31 30 31 31 31 31 31	12313130313131312931183128	123313130303130313130312930311830312830	1234313130313031303131313030312930313118303131283029	12345313130313130313031313131303030312930313131183031313128302928	123456313130313128303130313128313130303029312930313128311830313130312830292829	123456731313031312831303130313128293131303030293031293031312831312930313128313118303131303131283029282931	123456783131303131283131303130313128293031313030302930303129303131283130312930313128313031183031313031303128302928293131	123456789313130313128313129303130313128293029313130303029303030312930313128313029313130313128313026311830313130313021312830292829313130	1234567891031313031312831312931303130313128293029313131303030293030303031293031312831303030312930313128313026313118303131303130213131283029282931313031	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 31 31 30 31 31 28 31 31 29 31 30 30 31 30 31 31 28 29 30 29 31 30 31 31 30 31 31 28 29 30 29 31 30 31 31 30 30 30 29 30	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 31 31 30 31 31 28 31 31 29 31 30 31 30 31 30 31 31 28 29 30 29 31 30 31 31 30 31 31 28 29 30 29 31 30 31 31 31 30 31 28 29 30 29 31 30 31 31 31 30 30 29 30 30 30 31 31 31 30 31 31 28 31 30 30 30 31 31 31 29 30 31 31 28 31 30 21 31 30 10 31 18 30

Tabela 39 - Número de dias analisados na estação de Quaraí

Tabela 40 - Número de dias analisados na estação de Uruguaiana

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2007	31	28	31	30	31	30	28	30	26	27	30	31	353
2008	31	29	31	30	31	27	28	29	29	30	29	31	355
2009	31	25	31	30	31	29	31	31	30	31	30	31	361
2010	31	28	31	30	31	30	31	30	30	31	30	29	362
2012	31	29	30	30	31	30	31	30	5	8	29	0	284
2013	30	28	30	30	28	29	30	31	30	31	30	31	358

Apresentados o máximo móvel do índice de claridade diário das estações.



Tabela 41 – Máximo móvel do índice de claridade diário das estações







Tabela 42 – Máximo móvel do índice de claridade diário das estações



ANEXO D - Comparação entre medida e estimativa horária de irradiação solar



Tabela 43 – Coerência das estimativas e medidas para Chuí



Tabela 44 – Coerência das estimativas e medidas para JaguarãoModeloGHI estimado versus GHI medido





Tabela 46 - Coerência das estimativas e medidas para Santana do Livramento





Tabela 48 – Série anual típica para Chuí



Tabela 49 – Série anual típica para Jaguarão



Tabela 50 – Série anual típica para Bagé



Tabela 51 – Série anual típica para Santana do Livramento



Tabela 52 – Série anual típica para Uruguaiana

ANEXO F – Série anual típica diária de irradiação solar



Tabela 53 - Série anual típica diária para Chuí



Tabela 54 - Série anual típica diária para Jaguarão



Tabela 55 - Série anual típica diária para Bagé



Tabela 56 - Série anual típica diária para Santana do Livramento



Tabela 57 - Série anual típica diária para Uruguaiana

ANEXO G - Comparação das medidas e estimativas de irradiação mensal



Tabela 58 - Série anual típica diária para Chuí



Tabela 59 - Série anual típica diária para Jaguarão



Tabela 60 - Série anual típica diária para Bagé



Tabela 61 - Série anual típica diária para Santana do Livramento



Tabela 62 - Série anual típica diária para Uruguaiana








Figura 30 - Série típica de irradiação Bagé

2000 3000 4000 Índice temporal ordenado - desde 01/01/2000 00:00 UTC







2000 3000 4000 Índice temporal ordenado - desde 01/01/2000 00:00 UTC



Índice temporal ordenado - desde 01/01/2000 00:00 UTC

ANEXO I – Médias mensais e anuais de irradiação dos últimos 14 anos

	GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2000	29.4	24.26	19.79	13.58	10.03	7.598	8.805	11.41	15.72	17.94	26.66	27.58	17.73
2001	25.96	24.79	19.13	14.84	9.664	7.547	8.563	11.21	14.99	17.84	26.05	27.82	17.37
2002	26.72	23.83	15.19	13.22	10.63	8.691	8.391	11.21	15.35	18.39	24.63	23.85	16.67
2003	30.54	21.94	19.39	13.81	10.01	7.255	9.338	11.75	16.06	23.62	25.74	28.18	18.14
2004	28.52	25.51	21.62	14.36	8.925	7.889	9.231	12.13	16.29	21.07	23.17	29.28	18.17
2005	28.34	24.85	19.45	13.81	9.026	6.967	9.62	11.82	16.4	21.47	29.16	28.08	18.25
2006	25.24	24.89	19.96	14.94	11.11	8.007	8.563	11.24	17.03	20.91	25.84	26.7	17.87
2007	28.4	23.88	17.49	14.38	10.89	8.126	9.24	9.263	14.43	20.71	27.32	26.77	17.57
2008	28.29	22.18	19.75	15.94	9.954	8.16	8.621	12.6	14.9	20.65	27.37	25.97	17.87
2009	25.65	25	18.75	15.96	10.42	8	8.905	12.57	14.34	20.65	19.16	23.59	16.91
2010	27.33	20.33	21.09	14.77	9.731	8.722	8.177	12.18	15.86	23.03	25.73	29.43	18.03
2011	29.4	25.08	20.39	15.61	10.54	9.049	8.792	10.72	17.55	19.12	28	27.82	18.51
2012	29.28	20.98	19.98	15.09	11.16	8.242	10.12	11.4	15.41	NaN	27.16	27.45	17.84
2013	29.39	23.23	20.65	14.94	9.813	9.638	9.134	12.26	14.98	22.23	23	31.43	18.39
2014	24.09	19.42	19.99	14.6	10.22	8.394	8.64	12.28	15.6	20.4	25	26.02	17.05

Tabela 63 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação do Chuí

Tabela 64 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Jaguarão

	GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2000	26.46	21.08	17.75	12.39	9.57	7.34	8.45	11.91	15.44	16.37	22.88	24.68	16.19
2001	23.67	21.67	16.34	12.81	8.71	6.96	8.31	11.2	11.78	15.52	22.55	24.79	15.36
2002	22.67	21.99	14.02	11.79	9.65	8.32	7.69	11.04	14.18	16.08	21.05	21.35	14.99
2003	28.08	20.52	16.88	12.66	9.37	6.13	8.77	10.64	14.83	20.73	23.07	25.25	16.41
2004	24.27	23.78	18.77	13.69	8.91	7.38	8.97	11.23	14.93	20.32	20.66	26.26	16.6
2005	26.53	21.78	17.77	12.95	8.68	7.09	8.88	10.71	14.4	19.54	26.62	25.75	16.73
2006	23.93	22.6	18.23	14.02	10.29	7.69	8.17	10.11	15.47	19.59	23.19	25.04	16.53
2007	24.79	22.49	16.02	13.5	9.76	7.3	8.55	7.52	12.85	16.24	24.93	25.43	15.78
2008	25.36	20.57	18.11	14.57	9.1	7.2	7.31	11.27	12.92	17.33	25.03	24.17	16.08
2009	22.85	22.59	16.97	14.5	9.73	7.65	8.07	11.12	11.3	18.81	15.83	20.61	15
2010	24.49	17.61	17.85	13.42	8.84	7.78	8.32	9.89	14.08	21.09	23.24	26.71	16.11
2011	25.4	23.23	19.11	14.45	10.52	7.92	8.44	9.64	16.52	16.92	25.76	23.74	16.8
2012	27.33	20.08	19.25	13.23	10.83	8.24	9.26	11.14	13.58	NaN	24.54	25.29	16.62
2013	26.65	21.5	19.07	13.78	8.91	8.94	8.47	10.57	13.83	19.26	21.77	27.73	16.71
2014	22.96	19.77	18.26	13.16	9.15	7.26	7.96	12.05	13.53	17.08	22.89	23.55	15.64

	GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2000	27.32	22.78	19.31	14.28	10.42	8	10.39	13.75	16.66	18.06	24.16	26.43	17.63
2001	24.65	23.22	18.17	13.13	10	8.26	9.43	12.78	13.18	18.14	24.32	26.81	16.84
2002	25.32	24.63	15.87	12.54	10.87	9.46	9.07	12.35	16.13	17.25	22.3	23.03	16.57
2003	29.59	21.59	17.01	14.23	10.91	7.39	9.72	12.61	15.9	22.55	25.36	26.74	17.8
2004	27.79	25.67	20.84	15.26	10.22	8.44	10.53	13.04	15.9	22.52	22.94	28.17	18.44
2005	29.08	23.36	19.23	13.22	9.73	8.23	9.99	11.91	15.17	19.8	28.53	27.56	17.98
2006	26.56	25.01	21.06	15.76	11.49	8.89	9.8	12.64	16.87	22.13	24.34	27.49	18.5
2007	26.37	23.73	17.4	15.21	10.49	7.99	9.62	8.86	14.46	16.62	26.55	27.78	17.09
2008	26.76	22.47	20.28	16.16	10.53	7.69	8.39	12.58	14.23	17.76	26.93	26.66	17.54
2009	24.73	23.63	19.91	16.14	10.98	8.98	9.32	12.31	12.93	21.48	16.41	24.09	16.74
2010	24.89	20.01	19.79	14.8	9.59	8.77	9.76	10.94	15.42	23.14	26.3	28.79	17.68
2011	25.51	24.45	20.93	15.68	11.8	9.43	9	11.97	17.72	20.03	27.71	27.02	18.44
2012	28.56	21.46	21.82	14.63	12.76	9.34	10.68	12.89	14.62	NaN	27.21	26.53	18.23
2013	27.85	23.75	20.48	16.31	9.68	8.74	9.95	11.08	15.53	21.07	23.16	30.29	18.16
2014	24.45	22.83	20.64	14.3	10.45	7.91	9.87	13.78	14.8	19.14	25.42	24.3	17.32

Tabela 65 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Bagé

Tabela 66 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Dom Pedrito

	GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2000	26.54	22.12	18.59	14.2	10.26	7.51	9.89	13.47	15.5	16.69	23.17	25.83	16.98
2001	23.19	22.72	18.25	12.46	9.96	7.81	9.11	12.82	12.25	18.02	23.23	26.53	16.36
2002	25.84	23.91	15.51	11.84	10.48	9.09	8.74	12.25	15.44	16.52	20.71	22.36	16.06
2003	28.84	20.4	16.28	13.67	10.91	6.73	9.27	12.73	16.3	21.3	24.6	25.39	17.2
2004	27.8	25.26	20.26	15.17	10.07	7.82	10.27	12.41	15.47	22.25	22.74	27.89	18.12
2005	27.83	22.47	18.3	12.74	8.977	7.35	9.79	11.91	15.16	19.14	27.01	26.85	17.29
2006	26.08	24.95	20.74	15.53	11.17	8.32	9.03	12.62	16.67	21.53	23.74	26.22	18.05
2007	26.07	22.84	16.98	14.64	10.21	7.8	8.91	8.58	13.51	15.69	26.37	27.05	16.55
2008	25.49	22.72	20.3	15.33	10.23	7.45	7.79	12.24	13.98	18.07	26.43	26.26	17.19
2009	24.81	22.84	19.86	15.2	10.38	8.8	8.74	11.87	13.09	21.21	15.02	23.87	16.3
2010	24.51	19.56	19.19	14.53	8.89	8.44	9.49	11.58	14.73	22.77	26.32	27.37	17.28
2011	26.05	23.3	20.45	15.56	11.22	9.22	8.79	12.2	17.45	19.55	26.46	26.06	18.02
2012	28.6	21.35	21.03	14.45	12.6	8.68	10.52	12.03	14.17	NaN	26.58	25.77	17.79
2013	27.71	22.71	19.31	15.52	9.05	8.67	9.68	11.07	15.22	20.9	22.33	28.89	17.58
2014	24.75	23.18	19.83	14.02	10.02	7.85	9.54	13.27	13.78	18.37	24.49	23.99	16.92

	GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2000	24.95	21.29	17.6	13.65	9.54	6.99	9.417	12.93	14.6	15.97	21.66	24.52	16.09
2001	21.89	21.69	17.16	11.69	9.29	7.34	8.6	12.21	11.69	16.87	21.91	25.37	15.48
2002	24.65	22.88	15.42	11.4	9.46	8.4	8.05	11.66	14.78	15.4	19.33	21.11	15.21
2003	26.89	19.44	15.34	13.43	10.56	6.62	8.87	12.28	16.09	20	23.36	24.09	16.41
2004	26.07	23.91	19.28	14.75	9.73	7.12	9.9	11.98	14.58	21.63	21.51	26.44	17.24
2005	26.16	21.7	17.69	12.13	8.64	6.69	9.62	11.38	14.49	17.89	25.36	25.65	16.45
2006	24.52	23.42	20.15	14.63	10.2	7.82	8.55	11.97	16.08	20.53	22.14	25.05	17.09
2007	24.67	21.43	15.67	13.58	9.86	7.33	8.3	8.54	12.42	15.15	25.05	25.41	15.62
2008	24.52	21.96	19.49	14.69	9.64	7.03	7.07	11.55	14.43	16.94	24.84	24.78	16.41
2009	23.62	22.64	18.72	14.97	9.81	8.65	8.72	11.36	12	20.48	13.82	22.18	15.58
2010	23.11	18.75	18.12	13.77	8.32	7.71	8.99	11.06	14.03	21.35	24.96	25.56	16.31
2011	24.31	21.53	19.8	14.83	10.55	8.71	8.33	11.42	16.35	19.04	25.02	25.17	17.09
2012	27.2	20.2	20.16	14.35	11.54	8.05	10.09	11.03	13.41	NaN	25.42	24.18	16.88
2013	25.93	20.92	18.06	14.59	8.52	8.05	9.36	10.95	14.99	20.17	21.61	27.25	16.7
2014	23.15	21.8	18.82	13.2	9.42	7.15	8.7	12.8	12.74	17.69	23.17	22.51	15.93

Tabela 67 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Livramento

Tabela 68 – GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT – estação de Uruguaiana

	GHI estimada pelo modelo Mod1-JPT												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2000	26.2	23.58	19.18	14.93	11.02	8.315	10.87	14.51	16.39	19.04	23.96	26.42	17.87
2001	23.21	23.92	19.37	12.34	11.84	8.831	11.25	13.41	13.04	18.49	24.41	28.07	17.35
2002	26.77	25.58	17.11	12.8	11.74	9.852	9.501	13.87	17.02	17.24	21.76	23.63	17.24
2003	28.67	21.7	18.02	14.72	12.09	8.465	9.828	13.6	18.11	22.03	25.36	25.87	18.21
2004	29.29	25.68	21.11	15.45	10.54	9.096	11.02	13.14	16.34	22.99	23.26	28.59	18.87
2005	28.9	22.6	19.5	13.43	10.04	8.452	11.45	13.51	17.24	19.86	26.09	27.92	18.25
2006	27.67	25	21.98	15.82	12.2	9.216	11.19	14.18	18.39	22.69	24.79	26.27	19.12
2007	26.35	23.62	17.61	15.09	11.03	8.566	9.911	10.89	14	17.19	26.37	27.5	17.34
2008	26.54	24.09	21.2	15.79	11.47	8.357	8.666	13.98	16.92	19.1	27.77	27.25	18.43
2009	25.2	23.38	21.77	16.63	10.96	10.09	10.26	13.09	14.56	22.15	16.52	24.72	17.44
2010	25.72	20.43	20.85	15.64	9.758	9.011	9.949	13.34	16.18	23.17	26.81	26.82	18.14
2011	26.3	23.56	20.68	16.07	12	9.799	10.35	13.82	18.56	20.54	26.7	27.77	18.85
2012	28.94	24.24	22.08	15.72	12.64	9.013	11.53	12.76	15.9	NaN	27.76	25.72	18.75
2013	27.92	24.03	19.67	16.39	10.15	8.46	10.56	12.9	16.97	22.55	24.84	29.33	18.65
2014	26.58	23.27	19.73	15.47	10.8	8.473	9.808	14.87	15.53	20.12	25.14	24.98	17.9