

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO - FLORIANÓPOLIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Lucas Parmigiani Zanchetta

AVALIAÇÃO DE PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Florianópolis
2020

Lucas Parmigiani Zanchetta

AVALIAÇÃO DE PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis
2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Zanchetta, Lucas
AVALIAÇÃO DE PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA / Lucas Zanchetta ; orientador, Ricardo Rûther, 2020.
65 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Energia Solar Fotovoltaica . 3. Software de simulação. 4. PlantPredict. 5. PVsyst. I. Rûther, Ricardo . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Lucas Parmigiani Zanchetta

AVALIAÇÃO DE PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. João Tavares Pinho, Dr.(a)
Instituição UFPA

Prof.(a) Ana Paula Melo, Dr.(a)
Instituição UFSC

Prof.(a) Helena Flavia Naspolini, Dr.(a)
Instituição UFSC

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Civil.

Documento assinado digitalmente
Poliana Dias de Moraes
Data: 07/09/2020 18:47:25-0300
CPF: 613.571.209-82

Profa. Poliana Dias de Moraes, Dra.
Coordenadora do Programa

Documento assinado digitalmente
Ricardo Ruther
Data: 05/09/2020 09:40:46-0300
CPF: 388.223.850-04

Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.
Orientador

Florianópolis, 2020.

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a minha mãe, Marinês, e a meu padrasto, Gladionei por acreditarem em mim e por passarem os principais ensinamentos da vida (honestidade, integridade, respeito e dedicação).

Ao professor Ricardo Rüther devo um agradecimento especial, pois foi ele quem me deu um "puxão de orelha" quando o trabalho não estava bem feito. Com isso, parei e refleti para então modificar a minha forma de agir e trabalhar. Além disso, foi devido à ajuda do professor Ricardo que eu entrei em um projeto de pesquisa, o qual foi interessante para meu desenvolvimento pessoal.

Aos colegas do Laboratório Fotovoltaica UFSC por me acolherem em um ambiente novo e me auxiliarem nas dificuldades. Um agradecimento especial ao meu amigo Alexandre que foi quem me mostrou o laboratório pela primeira vez e que ao longo dos anos foi um exemplo de dedicação, sendo uma das pessoas que eu poderia contar. Ao Giuliano e Rafael, um abraço apertado aos que fizeram os dias de trabalho no laboratório, dias mais divertidos.

Aos professores, membros da banca, por dedicarem parte do seu tempo na leitura e entendimento deste trabalho.

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

RESUMO

Este trabalho avalia os resultados de dois programas computacionais de simulação de sistemas fotovoltaicos (FV), denominados PVsyst e PlantPredict. Os programas computacionais, PVSyt e PlantPredict, foram analisados de acordo com diversos critérios, os quais serviram para identificar suas vantagens e desvantagens em diferentes estágios e cenários de modelagem de sistemas fotovoltaicos. A fabricante de módulos solares fotovoltaicos norte americana First Solar, desenvolvedora do programa computacional PlantPredict, utiliza modelos inovadores que o PVSyst não utiliza, como a integração de avançados modelos para a tecnologia de módulos FV de telureto de cádmio (CdTe) e avaliação do ganho/perda espectral provocado pelo espectro solar na geração de energia. Como parte do estudo, foram avaliados dois sistemas fotovoltaicos em operação em diferentes localidades do Brasil, sendo uma usina solar fotovoltaica de 36,7 MWp localizada em Assu - RN e um sistema de 4,4 kWp em Florianópolis - SC. Os resultados da simulação, apresentaram inconsistências significativas no modelo de transposição de Perez e Hay para o sistema fotovoltaico com rastreamento solar na usina solar de Assú. Para o sistema localizado em Florianópolis as simulações apresentaram resultados melhores, visto que neste caso não houve variações consideráveis de indicador para indicador, bem como foi possível comparar os resultados simulados com os dados medidos de geração in loco ao longo de um ano. A análise de incerteza utilizada serviu para dar confiabilidade à metodologia e aos resultados obtidos no sistema FV de Florianópolis. Não foi possível acessar os dados medidos da usina de Assú, mas os resultados da simulação estão incluídos no trabalho para efeito de comparação e análise aprofundada sobre as diferenças apresentadas em sistemas com rastreadores solares.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica 1. Programa computacional de simulação 2. PlantPredict 3. PVSyst 4.

ABSTRACT

This work evaluated the results of two photovoltaic (PV) systems sizing and performance assessment simulation programas computacionais, called PVsyst and PlantPredict. The programas computacionais, PVSyt and PlantPredict, were analyzed according to several criteria, which were used to identify the advantages and disadvantages of different variables and modeling scenarios for PV generators. The northamerican PV module manufacturer First Solar, the developer of the PlantPredict programa computacional, uses innovative models that PVSyst does not use, such as an integration of advanced models for cadmium telluride (CdTe) PV module technology and spectral gain/loss resulting from solar spectrum shifts in power generation. As part of the study, two PV systems in operation in different locations in Brazil are considered, being a 36.7 MWp solar PV power plant located in Assu - RN and a 4.4 kWp PV generator in Florianópolis - SC. The simulation results showed significant inconsistencies in the Perez and Hay transposition model for the PV system with solar tracking at the Assu solar plant. For the system located in Florianópolis, the simulations showed better results, since in this case there were no considerabble variations from indicator to indicator, as well as it was possible to compare the simulated results with the measured data of generation in loco over one year. The uncertainty analysis used serves to give reliability to the methodology and results obtained in the Florianópolis PV system. It was not possible to access the measured data from the Assu plant, but the results of the simulation are included in the work for the purpose of comparison and in-depth analysis of the differences presented in systems with solar trackers.

Keywords: Solar Energy 1. Programa computacional of simulation 2. PlantPredict 3. PVsyst 4.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica.....4
Figura 2: Comparativo de capacidade de crescimento de energia solar fotovoltaica.....5
Figura 3: Irradiação solar global horizontal, em valores médios anuais para os totais diários.....6
Figura 4: Irradiação solar incidente sobre plano com inclinação igual à latitude local, e voltado para o norte. Valores médios anuais para os totais diários..... 7
Figura 5: Faixa de absorção dos elementos e componentes..... 16
Figura 6: Espectros normalizados a) Florianópolis e b) Assu..... 17
Figura 7: Fluxograma da metodologia.....20
Figura 8: Mesa de módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio da First Solar.....22
Figura 9: Usina de Assu localizada no Rio Grande do Norte.....23
Figura 10: Estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica – UFSC.....25
Figura 11: Piranômetro de termopilha.....25
Figura 12: Anemômetro.....26
Figura 13: Interface inicial do programa PVsyst.....29
Figura 14: Modelo de resultados apresentado pelo PVsyst.....31
Figura 15: Interface do Plant Predict.....32
Figura 16: Etapas de dimensionamento no programa computacional PlantPredict.....33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Especificações do sistema fotovoltaico instalado no Laboratório Fotovoltaica - UFSC.....21

Tabela 2: Dados da usina fotovoltaica de Assu.....23

Tabela 3: Especificações do anemômetro.....27

Tabela 4: Dados do pluviômetro.....27

Tabela 5: Especificações do PT100.....28

Tabela 6: Incerteza padrão para algumas distribuições comuns.....34

Tabela 7: Variáveis que são utilizadas para calcular o erro envolvido na simulação do PlantPredict.....35

Tabela 8: Simulação no PVsyst (Perez) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC sem ARC.....40

Tabela 9: Simulação no PVsyst (Perez) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC com ARC.....42

Tabela 10: Simulação no PlantPredict (Perez) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC sem ARC.....43

Tabela 11: Simulação no PlantPredict (Perez) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC com ARC.....44

Tabela 12: Simulação no PVsyst (Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC sem ARC.....46

Tabela 13: Simulação no PVsyst (Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC com ARC.....47

Tabela 14: Simulação no PlantPredict (Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC sem ARC.....48

Tabela 15: Simulação no PlantPredict (Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC com ARC.....49

Tabela 16: Dados medidos para os sistemas FV no Laboratório Fotovoltaica UFSC.....50

Tabela 17: Análise de incertezas para os equipamentos usados para medição de dados da estação solarimétrica no Laboratório Fotovoltaica UFSC.....52

Tabela 18: Simulações no PlantPredict - Hay e Davies (1980) no período de 2000 a 2016 para Assu.....53

Tabela 19: Simulações no PlantPredict com modelo matemático de Perez (1990) no período de 2000 a 2016 para Assu.....54
Tabela 20: PVsyst versus PlantPredict para os dados da usina de Assu.....55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ARC - Anti-reflexive coating

ASTM – American Society for Testing and Materials

CdTe – Telureto de cádmio

CIGS – Disseleneto de cobre, índio e gálio

CIS – Disseleneto de cobre e índio

DHI – Diffuse Horizontal Irradiation

FFER – Fator de Formato Espectral Relativo

GHI – Global Horizontal Irradiance

GUM – Guidelines of Uncertainty in Measurement

ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços

IEC – International Electrotechnical Commission

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

ISE – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

FV – Fotovoltaico

NASA – National Aeronautics and Space Administration

NSRDB – National Solar Radiation Data Base

NREL – National Renewable Energy Laboratory

POA – Plane of array

PR – Performance ratio

RMSE – Root-mean-square error

SFV– Sistema fotovoltaico

SMARTS – Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine

SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment

TMY – Typical Meteorological Year

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO....1
1.1 OBJETIVOS....2
1.1.1 Objetivo Geral....2
1.1.2 Objetivos Específicos....2
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA....4
2.1 ENERGIA SOLAR....4
2.2 TECNOLOGIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS....8
2.3 PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DE SIMULAÇÃO....9
2.4 Modelos matemáticos de transposição para o plano inclinado....11
2.5 Taxa de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos - Performance Ratio....12
2.6 Espectro solar....15
2.7 Produtividade (*Yield*)....18
3 MÉTODO....20
3.1 Estudos de caso....21
3.2 Dados de irradiação solar....23
3.3 Sensores....24
3.3.1 Piranômetros....25
3.3.2 Anemômetro....26
3.3.3 Índice Pluviométrico....27
3.3.4 Medição da temperatura ambiente....27
3.4 Irradiação medida X Irradiação de banco de dados....28
3.5 Programas para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede....28
3.5.1 PVsyst....28
3.5.2 Funcionalidades PVsyst....29
3.5.3 Projeto preliminar....30
3.5.4 Projeto completo....30
3.5.5 PlantPredict....31
3.5.6 Funcionalidades PlantPredict....32
3.6 Análise de incerteza....33

3.7 Modelos matemáticos e parâmetros....37
3.8 Espectro solar....37
3.9 Comparação entre sistemas....38
4 RESULTADOS....39
4.1 SIMULAÇÕES NO PVSYST E PLANTPREDICT – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DO LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA UFSC....39
4.2 Análise de incerteza....50
4.3 Simulações no PVsyst e PlantPredict – Usina de Assú....52
5 CONCLUSÕES....57
6 REFERÊNCIAS....60

1 INTRODUÇÃO

O crescente aumento da demanda de energia é uma realidade mundial. Para isso muitas formas de geração de energia são exploradas, muitas das quais estão relacionadas diretamente à poluição ambiental e problemas econômicos em maior ou menor escala. A conversão de energia solar em eletricidade é uma tecnologia promissora para minimizar os impactos negativos gerados por outras fontes de geração de energia em que há queima de combustíveis fósseis. Os módulos fotovoltaicos (FV) permitem a conversão direta da luz em eletricidade usando células fotovoltaicas, sem peças móveis, sem produzir ruído e utilizando a luz do sol.

O uso de energias renováveis passou por um rápido crescimento nos últimos dez anos e elas deverão liderar o crescimento do mercado mundial de energia a partir de 2020 (IEA, 2015). Isso se deve à disponibilidade, grande potencial, boa visibilidade e consciência ambiental. De 2009 a 2015, a capacidade de energia solar foi multiplicada por um fator em torno de 100 (IEA, 2016).

Em conjunto com os avanços tecnológicos, a redução de custos e a legislação favorável à adoção desta tecnologia no Brasil, resultam em uma participação crescente da energia solar na matriz elétrica brasileira. Tais esforços impulsionam o uso e a visibilidade dos sistemas, que tendem a ser cada vez mais utilizados por parte da população (PACUDAN, 2018).

Os projetos de geração de energia solar fotovoltaica dividem-se em projetos de geração centralizada, com usinas de grande porte, e de geração descentralizada, a chamada geração distribuída, localizada em casas, edifícios comerciais e públicos, condomínios e áreas rurais.

Independentemente dos custos primários exigidos para a fabricação dos módulos, os sistemas fotovoltaicos foram adotados em muitos países como meio eficiente de produzir energia em áreas rurais e urbanas. Os sistemas FV são particularmente interessantes, pois podem ser integrados a telhados e fachadas excluindo a necessidade de áreas específicas para a sua implementação.

Uma das principais vantagens dos sistemas de geração solar integrados às edificações, que caracterizam a geração distribuída em comparação com o sistema de alimentação tradicional centralizado, se devem à geração mais próxima do consumidor final, reduzindo as perdas na rede elétrica por transmissão e distribuição (RUTHER, *et al.*, 2008).

Os estudos de produção de energia por meio da radiação solar envolvem diversos parâmetros de projeto. Dentre os parâmetros utilizados o ângulo de inclinação, a orientação, as perdas, o sombreamento, entre outros são aplicados ao planejamento dos sistemas. Para isso são utilizados programas computacionais capazes de estimar a produção de energia e o desempenho do sistema a partir da irradiância incidente sobre o plano do arranjo fotovoltaico.

No mercado encontra-se ampla variedade de programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Estes programas são ferramentas essenciais para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pois a maior parte dos programas já contêm a base de dados das características dos

inversores, dos módulos fotovoltaicos, dos níveis de radiação solar e da temperatura ambiente dos locais de instalação (JUNIOR, 2013).

Devido à diversidade de programas computacionais que abrangem os sistemas fotovoltaicos nas suas diferentes configurações, este estudo se limita a uma análise de um *programa computacional* comumente utilizado (PVsyst) em projetos de geradores solares fotovoltaicos tanto no meio acadêmico como no empresarial e outro *programa computacional* surgente no mercado (PlantPredict).

Este trabalho tem por finalidade verificar e comparar os resultados de geração de energia solar e perdas provenientes dos programas computacionais PVsyst, que já é utilizado por muitos engenheiros e arquitetos, e o PlantPredict, que está surgindo como opção no mercado, principalmente quando a tecnologia fotovoltaica utilizada envolve os filmes finos de telureto de cádmio (CdTe). Para isso, analisaram-se os resultados da simulação, que foram comparados com os resultados medidos de sistemas fotovoltaicos de CdTe em operação no laboratório Fotovoltaica/UFSC da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em Florianópolis – Santa Catarina, bem como uma análise dos resultados simulados para a usina de energia solar fotovoltaica de Assú localizada em Assu no Rio Grande do Norte (RN) - Brasil.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O escopo geral desta dissertação é comparar e analisar detalhadamente o desempenho de geradores solares fotovoltaicos obtido por simulação via PVsyst e PlantPredict com dados medidos de sistemas FV reais em operação.

1.1.2 Objetivos Específicos

a) Simular o desempenho de geradores solares fotovoltaicos através do programa computacional PlantPredict;

b) Simular o desempenho de geradores solares fotovoltaicos através do programa computacional PVsyst;

c) Comparar dados simulados com o desempenho de geradores fotovoltaicos reais em operação;

d) Analisar a influência espectral na geração de energia;

e) Analisar os resultados de simulação para a usina solar fotovoltaica de Assú.

f) Utilizar métodos de análise de incerteza para os dados de entrada e simulações realizadas.

g) Avaliar o impacto na produtividade (*Yield*) devido à *anti-reflexive coating* (ARC).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA SOLAR

O uso da energia solar fotovoltaica é muito difundido nos países da Europa, assim como nos EUA e Austrália, enquanto o Brasil ainda conta com uma pequena participação do uso desta tecnologia. Apesar disso, a irradiação solar incidente sobre o território brasileiro é superior aos valores encontrados na Europa, visto que os locais com menores irradiações no Brasil se aproximam dos valores máximos encontrados nos países europeus.

O mercado mundial fotovoltaico vem crescendo exponencialmente nos últimos anos. A capacidade total instalada mundialmente até o final do ano de 2019, apresenta um valor de 697 GW (IEA, 2019). Segundo dados do IEA (2019), a capacidade instalada de energia renovável a nível mundial deve aumentar em 50% entre 2019 e 2024. Além disso, o aumento de geração por meio de fontes renováveis entre 2019 e 2024 será liderado pelo crescimento de 60% de geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos (IEA, 2019).

Observa-se que a capacidade de geração de energia solar fotovoltaica vem crescendo significativamente desde 2007, conforme mostra a Figura 1.

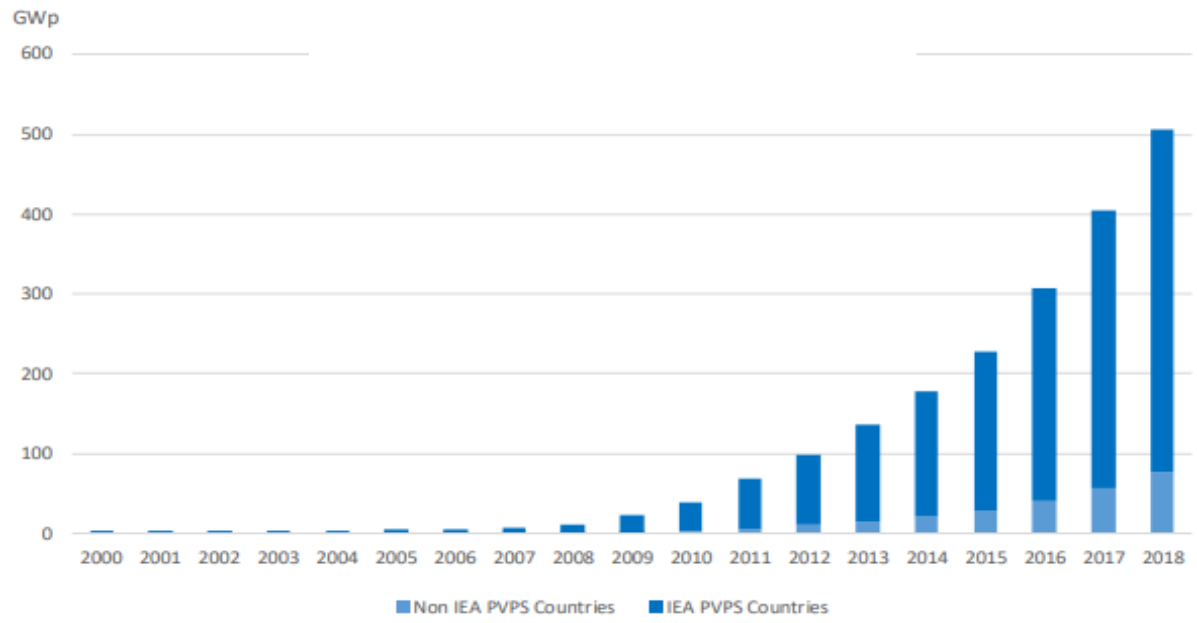


Figura 1: Evolução da Capacidade Instalada de Energia Solar Fotovoltaica Fonte: IEA PVPS (2019).

O Brasil, país que ainda não utiliza de forma expressiva a energia solar como parte da matriz elétrica, é um dos países com níveis de irradiação privilegiados (até 2600 kWh/m²/ano, para o plano horizontal nos melhores locais) (PEREIRA *et al.*, 2017). Segundo estudo realizado pelo *Photovoltaic*

Geographical Information System os valores de irradiação nos países europeus são inferiores aos do Brasil, como por exemplo na Alemanha (950-1250 kWh/m²/ano), Itália (1100-1900 kWh/m²/ano) e Espanha (1200-2000 kWh/m²/ano) (PVGIS, 2013).

A Figura 2 mostra um comparativo de capacidade de crescimento de geração de energia solar fotovoltaica entre a América Latina e regiões do mundo.

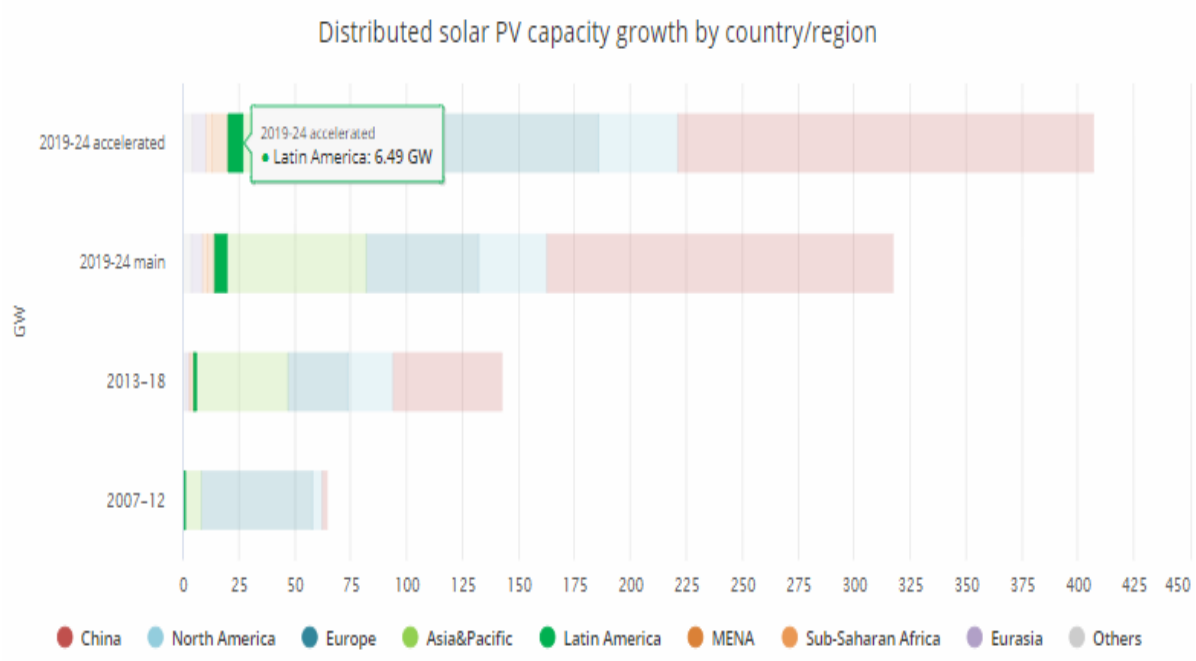


Figura 2: Comparativo de capacidade de crescimento de energia solar fotovoltaica (IEA, 2019).

De acordo com a Figura 2, tanto o Brasil quanto toda a América Latina apresentam, entre 2019 e 2024, capacidade de crescimento de utilização do recurso solar para gerar energia. As outras regiões também tendem a aumentar o uso desse recurso. A estimativa é que até 2024 a América Latina tenha 6,49 GW de energia solar FV instalada.

O Atlas Solarimétrico do Brasil foi desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e co-financiado pelo Fundo Global para o Meio Ambiente. O principal foco foi promover o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade visando auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica. O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) publicou, como um dos resultados do projeto SWERA, o "Atlas Brasileiro de Energia Solar" (PEREIRA, *et al.*, 2017).

A Figura 3 apresenta o mapa com os níveis de irradiação solar global horizontal, informados em valores médios anuais para os totais diários (kWh/m²/dia).

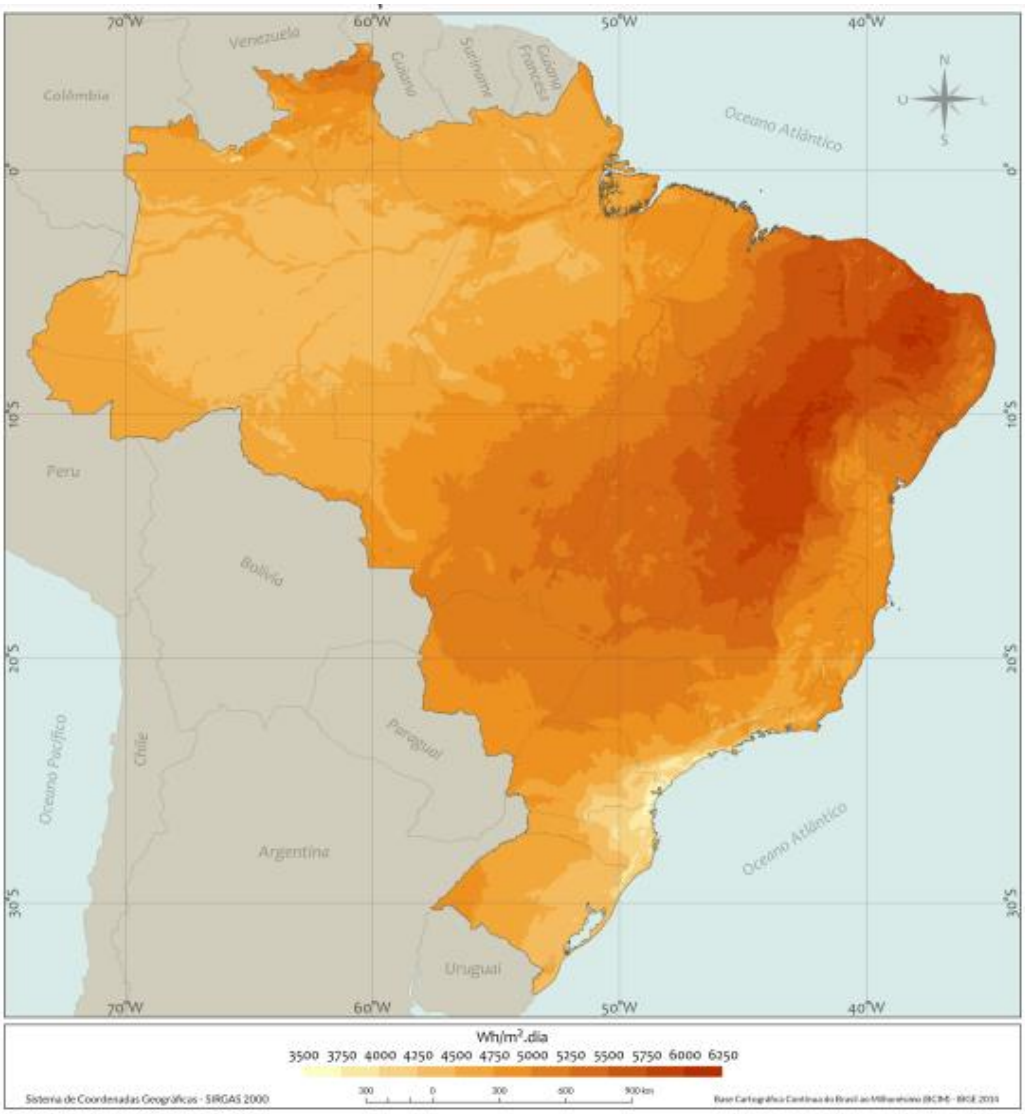


Figura 3: Irradiação solar global horizontal, em valores médios anuais para os totais diários (Wh/m2.dia). Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

De acordo com a Figura 3 é perceptível que existem diferenças consideráveis ao longo do território brasileiro. O maior potencial para implantação dos sistemas se encontra na região nordeste onde os valores de radiação global horizontal média anual estão na faixa de 5500 a 6250 Wh/m².dia enquanto a região sul tem uma variabilidade de 3500 a 5000 Wh/m².dia.

A Figura 4 apresenta o mapa irradiação solar incidente sobre plano com inclinação igual à latitude local, e voltado para o norte, valores médios anuais para os totais diários (Wh/m2.dia).

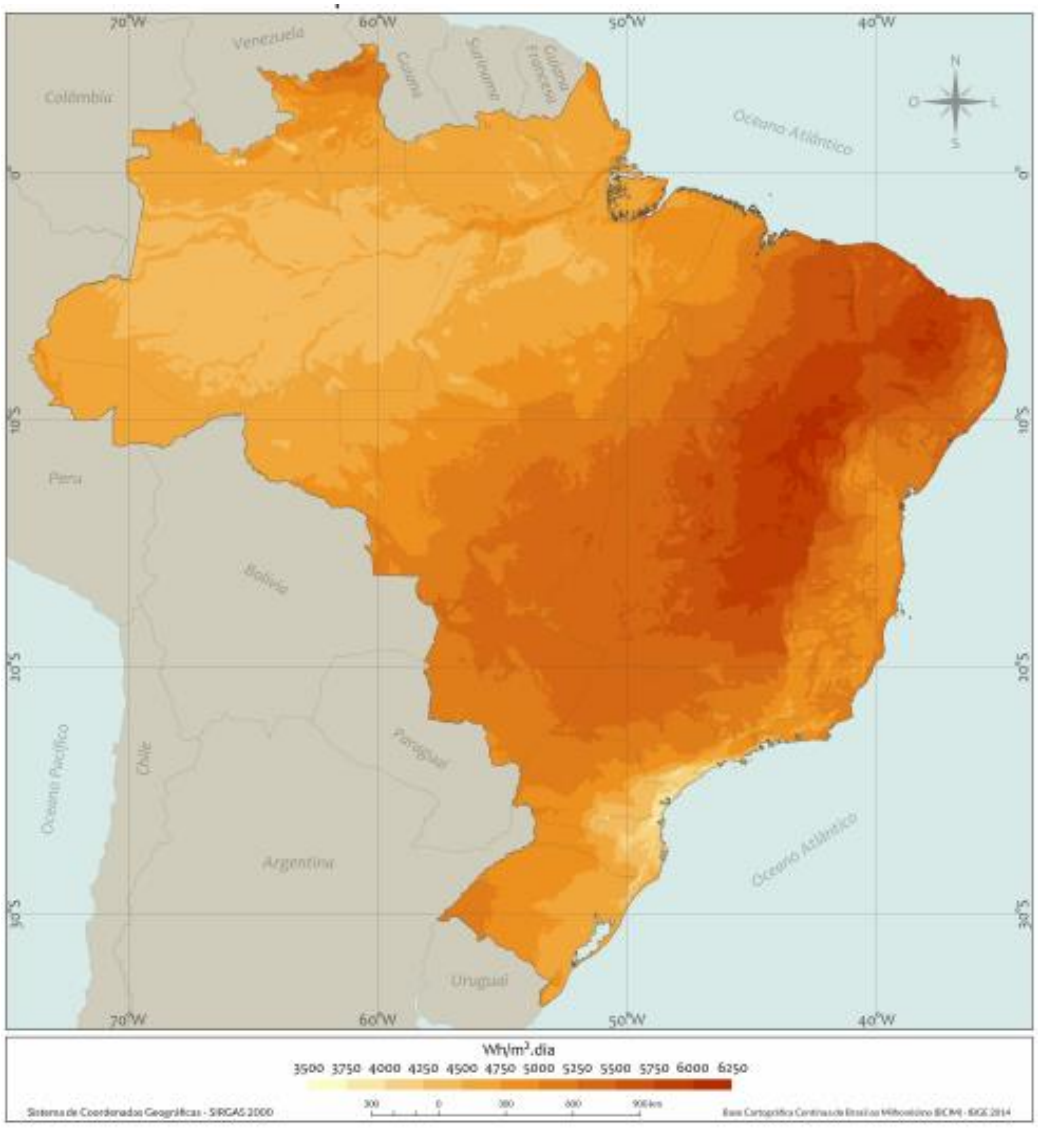


Figura 4: Irradiação solar incidente sobre plano com inclinação igual à latitude local, e voltado para o norte. Valores médios anuais para os totais diários (Wh/m2.dia). Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

A Figura 4 serve de referência e é muito útil para casos como o de estimativas de rendimento de sistemas fotovoltaicos, visto que é possível verificar a quantidade de energia solar que um plano inclinado estaria recebendo para o caso de o sistema estar na mesma inclinação igual à latitude do local. Normalmente o rendimento do sistema fotovoltaico é maximizado quando este tem inclinação (em graus) próximo à latitude do local, porém isto não é uma regra e existem diversos estudos e variações na literatura.

Além disso, existem outras bases de dados como o Meteonorm que é um banco de dados, o qual contém valores para a radiação solar, temperatura e outras grandezas medidas. Os valores medidos são baseados em medições de longo prazo (por mais de 10 anos), realizadas pelos serviços de meteorologia oficial de cada país. Em todo o mundo, para cada local selecionado, o Meteonorm realiza uma interpolação espacial entre os valores medidos nas estações de medição mais próximas. A interpolação leva em conta a altitude do local específico e a topografia do terreno. Para o Brasil,

esta avaliação é baseada em dados de radiação do período de 1986 a 2005. Vale ressaltar que esta é a base de dados do PVsyst, sendo assim em caso da inexistência de dados medidos ou de outra fonte, está é a base que o PVsyst utiliza para cada localidade em seu código de simulação.

2.2 TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A maioria dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino (m-Si) são obtidos a partir de fatias de um único grande cristal (MIRANDA, 2015). Neste processo, o cristal recebe pequenas quantidades de boro formando um semicondutor dopado do tipo "p". Nesse semicondutor são introduzidas impurezas do tipo "n", expostas a vapor de fósforo em fornos com altas temperaturas, garantindo formação de uma junção p-n que irá viabilizar a produção de uma célula solar fotovoltaica (CEPEL E CRESESB, 2014; CEMIG, 2012).

Segundo Rüther (2004), a eficiência do módulo fotovoltaico p-Si é inferior a do silício monocristalino, mesmo sendo fabricados com mesmo material. Isto ocorre porque não é formado por um único cristal, o semicondutor é fundido e solidificado, resultando em um bloco com grandes quantidades de cristais, concentrando maior número de imperfeições. Em razão destes fatos, o custo dos módulos p-Si é menor que os módulos de células monocristalinas.

As tecnologias tradicionais de silício (mono e multicristalino) dominam o cenário, com cerca de 97% do mercado mundial em 2018 (Mints, 2018), alta eficiência (18% na produção atual e perspectivas de 22% de eficiência demonstrada por Bosio *et al.*, 2018, uma nova geração de novos módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) com área de 2,5m² foram introduzidos no mercado com eficiência de até 18% (First Solar, 2018a, First Solar, 2018b, Strevel, 2017). Esses módulos CdTe aprimorados apresentam alguns recursos interessantes. Embora os efeitos espectrais na tecnologia de Si não tenham um papel significativo, a resposta espectral em sistemas de CdTe resulta em comportamentos diferentes, dependendo do local e das propriedades espectrais da luz solar, os quais podem ser positivos (TSUJI *et al.*, 2018).

Os módulos de filme fino apresentam a grande vantagem de consumir menos matéria prima e menos energia em sua fabricação, tornando muito baixo o seu custo. Além disso, a reduzida complexidade na fabricação torna mais simples os processos automatizados, favorecendo sua produção em grande escala (VILLALVA & GAZOLI, 2012). Apesar dessa vantagem, os módulos de filmes finos convertem fótons em elétrons de forma menos eficiente do que as células de cristais unicamente de silício (GORE, 2010).

Células solares de filme fino requerem pouco material ativo na sua produção devido ao seu alto coeficiente de absorção. Métodos eficientes de produção com baixo desperdício de materiais, temperaturas moderadas, estruturas de custos atraentes e tempos favoráveis de retorno de energia desempenharão um papel importante no desenvolvimento do mercado à medida que as tecnologias

de filme fino atingirem a maturidade completa, incluindo produção em massa e padronização de máquinas de produção (POWALLA *et al.*, 2018).

As células de telureto de cádmio (CdTe) são uma das mais promissoras dentro da tecnologia de módulos de filmes finos. O status em 2008 da fabricação de módulos de CdTe apresentava uma eficiência de conversão de 10,5%, os quais eram produzidos pela First Solar (ULLAL, 2008). Segundo o *datasheet* dos módulos de CdTe da First solar, em 2019 os módulos da série 6 podem apresentar eficiências superiores a 18%.

Verifica-se que os coeficientes de absorção dos módulos de filmes finos diminuem a espessura necessária para fabricação e consequentemente o custo, minimizando a quantidade necessária de material (SINHA *et al.*, 2019).

Ainda há amplo espaço para a tecnologia de CdTe melhorar. Por décadas, a tecnologia convencional combinou a deposição rápida de CdTe com um recozimento de cloreto de cádmio ($CdCl_2$) e dopagem de cobre (Cu). Metzger, *et al.* (2019) apresentam que os defeitos decorrentes da química envolvida no processo de fabricação de células de CdTe, podem ser compensados e limitados devido a procedimentos que envolvem o fator de preenchimento da célula com o controle da densidade do buraco. Além disso, o cobre (Cu) altera facilmente os estados de energia e difunde-se espacialmente, criando um risco de instabilidades que devem ser gerenciadas com cuidado. Estes fatores contribuem negativamente, porém existem técnicas capazes de diminuir os riscos na fabricação.

A eficiência da conversão da eletricidade, custo de módulo e sistema e confiabilidade foram os três principais focos da comunidade de tecnologia em desenvolvimento. As "Tabelas de Eficiência Solar" publicadas regularmente informam sobre os avanços e aumentam essa conscientização, especialmente para a melhoria da eficiência. Avanços significativos foram alcançados nessas áreas (SUREK *et al.*, 2005).

A consciência ambiental gradualmente se torna um outro fator no desenvolvimento da tecnologia. Andersson e Jacobsson (2000) sugeriram que, a longo prazo, as células CdTe, CIS / CIGS e sensíveis ao corante podem ser limitadas devido ao uso de metais escassos, como telúrio, índio, selênio e rutênio. Parece que a sustentabilidade agora é adicionada aos padrões tecnológicos além da eficiência, custo e confiabilidade.

2.3 PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DE SIMULAÇÃO

Littmann e Panchula (2015) da empresa First Solar discutiram alguns modelos exclusivos necessários para caracterizar o desempenho da tecnologia de CdTe e descreveram o uso da ferramenta PlantPredict ao longo das fases de desenvolvimento do projeto, com o objetivo de reduzir o custo total de instalação e operação das usinas de geração fotovoltaica. A ferramenta de modelagem baseada

em nuvem ganhou aceitação como um recurso primário útil na análise e previsão do desempenho de projetos solares fotovoltaicos. Assim, pode-se resumir o PlantPredict como uma sofisticada ferramenta de modelagem de sistemas de energia solar projetada para desenvolver estimativas de energia para instalações de energia solar fotovoltaica.

Segundo Passow *et al.*, (2015) o programa computacional PlantPredict teve sua validação baseada em resultados comparativos com os obtidos no PVsyst, onde foram realizadas 51 simulações com uma variação de módulos de telureto de cádmio (CdTe), inversores, orientações e inclinações de sistemas fotovoltaicos, geografias locais e climas, sendo idênticos os dados e parâmetros de entrada. Essas simulações não foram executadas com os modelos avançados projetados para reduzir a incerteza. Em média, o PlantPredict previu em 0,13% maior geração de energia do que PVsyst com um desvio padrão de 0,52% (PASSOW *et al.*, (2015).

O recurso "*Module File Generator*" implementado em 2018 no PlantPredict é um recurso que permite ao usuário gerar um arquivo a partir de medições em *Standard Test Conditions* (STC) do módulo fotovoltaico (ou seja, os parâmetros disponíveis no *datasheet* padrão do módulo), curvas IV ou dados IEC 61853 (DOBOS e MACALPINE, 2014). Como é o caso da maioria dos recursos do PlantPredict, essa funcionalidade estará acessível por meio da interface de programação. Os usuários podem criar um *script* que cria automaticamente várias iterações de um arquivo e valida instantaneamente o desempenho de cada módulo em qualquer local com qualquer conjunto de condições, por meio do mecanismo de simulação do PlantPredict (KAPLAN, *et al.*, 2018).

Segundo Kaplan *et al.*, (2018), a linguagem de programação de Python está sendo utilizada para desenvolver um novo modo de simulação dentro do PlantPredict. A ideia é tornar os dados ligeiramente mais legíveis, além da versão baseada em *Hypertext Transfer Protocol* (HTTP) já existente do PlantPredict. A linguagem de programação Python foi escolhida devido à sua utilização na comunidade científica, facilidade de uso e riqueza de bibliotecas científicas e matemáticas de código aberto bem documentadas.

O PVsyst é um dos programas computacionais mais populares para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos do mercado. O programa é comercializado pela PVsyst SA com sede na Suíça, cuja especialidade é o desenvolvimento e distribuição de programas computacionais comerciais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou isolados. O programa dispõe de várias funcionalidades e ferramentas, tais como: simulação de produção de energia, avaliação econômica, pré-dimensionamentos, efeitos de sombreamentos, importação de dados meteorológicos e outras facilidades (JUNIOR, 2013).

No estudo de Sharma e Chandel (2013), os autores utilizaram o PVsyst como ferramenta de simulação para uma usina fotovoltaica de 190 kWp. A energia média anual prevista pelo programa computacional se aproximou da geração de energia quando comparados aos resultados medidos, com

uma incerteza de 1,4%. As perdas totais estimadas do sistema devido à irradiância, temperatura, qualidade do módulo, incompatibilidade de arranjo, perda ôhmica e inversor, foram de 31,7%.

Raghoebarsing e Kalpoe (2017) utilizaram cálculos padrões para estimar a performance em sistemas fotovoltaicos considerando uma base de dados medidos. Este procedimento apresentou valor de geração de energia e taxa de desempenho (PR, que será definida em seguida) superiores aos obtidos no *programa computacional* de simulação PVsyst. A diferença pode ser atribuída aos dados de irradiância (dados de satélite, médias mensais) usados para entrada no PVSyst.

O artigo de Adar, *et al.* (2018) simula o desempenho de sistemas fotovoltaicos em usinas por meio do programa computacional PVsyst, e compara a produção das três usinas baseadas em três tecnologias de silício, incluindo monocristalino (m-Si), multicristalino (p-Si) e amorfo (a-Si). A análise de desempenho é feita usando parâmetros de desempenho que foram especificados pela International Energy Agency (IEA). A produtividade final média simulada foi de 5,22 kWh/kWp.dia para a tecnologia de a-Si, 5,01 kWh/kWp.dia para o sistema com módulos m-Si e 4,99 kWh/kWp.dia para sistemas p-Si, durante o período de um ano. Além disso, as PRs apresentadas para a-Si, m-Si e p-Si foram 83,8%, 80,5% e 80,1% respectivamente.

2.4 MODELOS MATEMÁTICOS DE TRANSPOSIÇÃO PARA O PLANO INCLINADO

Dentro da área de energia solar fotovoltaica, para fazer estudos de irradiação solar e simulação de geração de sistemas FV, existem alguns modelos matemáticos que são utilizados como método de transposição da irradiação. Tais métodos realizam o cálculo para transpor os valores de irradiação no plano horizontal para o plano inclinado. Entre os diferentes modelos existentes, destacam-se: Hay-Davies (1980), Liu e Jordan (1961), Klucher (1979), Perez (1990) e o Isotrópico (COLLARES-PEREIRA, 1979).

Segundo Antoniolli (2015) observa-se que quanto maior o ângulo de inclinação, maior o *root-mean-square error* (RMSE), pois a participação do modelo é maior na estimativa do valor. Ou seja, o modelo matemático utiliza valores de irradiação global horizontal na transposição dos valores para a irradiação inclinada. Quanto maior for a inclinação, maior será o erro que cada modelo impõe na medida.

O modelo de decomposição difusa de Erbs juntamente com o modelo de transposição de Hay e Davies foram utilizados para calcular a irradiância no plano do arranjo previsto a partir do GHI medido. No geral, esta etapa do modelo teve um erro médio de apenas 0,17% de depreciação com um desvio padrão de 0,82%. No entanto, há um comportamento sazonal indicando maior incerteza do modelo de decomposição/transposição do POA nos meses de inverno, provavelmente devido às condições mais variáveis e de baixa irradiância (PASSOW *et al.*, 2015).

As simulações também foram realizadas no PlantPredict usando o modelo de decomposição difusa de Erbs com o modelo de transposição de Perez para comparação. O modelo de Perez apresentou um erro médio maior do que o modelo de Hay e Davies, erro de 1,13% de sobrepredição com um desvio padrão de 0,89%. Isso sugere que, ao usar o modelo de decomposição Erbs, o modelo de Hay fornece uma estimativa estatisticamente mais precisa da irradiância no plano medido do que o modelo de Perez (PASSOW *et al.*, 2015).

Passow *et al.*, (2016), avaliaram a precisão de vários modelos que estimam a irradiância horizontal difusa (DHI) a partir da irradiância horizontal global medida (GHI). Esta análise incluiu dois escopos principais que incluem os dados medidos de 17 estações meteorológicas em diversos locais do mundo, em que os dados de DHIs modelados foram comparados com os DHIs medidos. Além disso, o erro de transposição devido à irradiância, de 20 usinas fotovoltaicas em operação, foi melhor representado pelo modelo de Hay & Davies (1980) quando comparado ao modelo de Perez (1990). Sobre o efeito de decomposição os autores concluíram que o modelo de DIRINT resultou num menor erro e desvio padrão menor do que no modelo de Erbs.

Congedo *et al.*, (2013), utilizaram em seu trabalho os modelos de Perez (1990) e Hay-Davies (1980) para o cálculo da irradiância em superfícies inclinadas, que foram combinados com três conjuntos de dados meteorológicos, caracterizados por diferentes períodos de monitoramento e localização da estação meteorológica, para estimar a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico. Os resultados de previsão foram executados pela ferramenta PVsyst. Nesse trabalho os resultados demonstram os modelos de Perez e Hay-Davies fornecem previsões da energia fotovoltaica e da temperatura do módulo com uma diferença de até 3% e 1%, respectivamente do sistema medido.

Segundo Santos & Rüther (2014) e Khoo *et al.* (2014), o modelo matemático que mais se aproxima dos resultados ideais para a região norte brasileira é o de Perez. Para a região sul do Brasil, Santos & Rüther (2014) afirmam que o modelo matemático mais adequado é o de Klucher. Para a obtenção dos resultados os autores Santos & Rüther (2014) utilizaram como referência os dados de satélite do banco de dados SWERA, e tais valores não têm o mesmo nível de incerteza quando comparados com dados de piranômetros, os quais foram descritos em Santos & Rüther (2013).

2.5 TAXA DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - *PERFORMANCE RATIO* (PR)

A taxa de desempenho *Performance Ratio* (PR) é um indicador aceito globalmente para analisar o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Diversos autores vêm utilizando a PR para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos e com isso o desempenho de sistemas fotovoltaicos tem aumentado continuamente, corrigindo falhas do sistema e, assim, possibilitando melhores decisões de investimento (KHALID *et al.*, 2016).

Quanto mais perto de 100% for o valor de PR, menores as perdas no sistema fotovoltaico. No entanto, não é possível atingir um PR de 100% na prática, pois há perdas inevitáveis que surgem durante o funcionamento de um sistema FV. Para a realidade técnica atual, normalmente um sistema FV bem projetado e instalado, que utiliza módulos FV e inversores de boa qualidade e que esteja em perfeitas condições de funcionamento tem PR de cerca de 80% (DECKER e JAHN; 1997) (MARION *et al.*, 2005) (MONDOL *et al.*, 2006) (REICH *et al.*, 2012) (RÜTHER *et al.*, 2010).

A taxa de desempenho PR definida na *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61724 é uma métrica comumente usada para medir o desempenho de geradores FV para testes de aceitação e operação. *Performace Ratio* mede como efetivamente o sistema fotovoltaico converte a luz solar coletada pelos módulos em energia elétrica entregue ao consumidor em relação ao que seria esperado, baseando-se nos dados da placa de identificação do módulo (DIERAUF *et al.*, 2013).

O valor percentual da taxa de desempenho varia de acordo com as condições locais de instalação e com a qualidade do sistema fotovoltaico. Diversos autores apresentaram estudos e previsões de intervalos do valor de PR. Decker e Jahn (1997) encontraram taxas de desempenho entre 60% e 79%, já para Reich *et al.* (2012) o valor de PR medido variou entre 70% e 90%. Buscando uma estimativa deste intervalo, o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), conduziu um levantamento bibliográfico, encontrando um intervalo típico de PR entre 60% e 90%.

O cálculo da taxa de desempenho pode ser realizado por meio de diversas equações; algumas consideram a razão entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico e a energia que deveria ser produzida teoricamente, outras apresentam equações mais robustas com fatores de correção que ajustam o valor de PR.

Uma estimativa da relação de desempenho do sistema com precisão é uma tarefa difícil e tem limitações práticas, uma vez que uma medição precisa de irradiância é necessária e dependendo do sensor a imprecisão pode ser grande. Desta forma, Dierauf *et al.,* (2013) utilizaram um anexo para demonstrar a dificuldade de obtenção de dados confiáveis e consideraram que um intervalo de PR para as regiões de Nova Veneza-GO e Goiânia-GO entre 60% e 90%.

Dierauf *et al*., (2013) realizaram um estudo que envolveu a análise de cerca de 100 sistemas fotovoltaicos na Alemanha. A grande questão envolvida é se a PR pode assumir valores acima de 90% e se há um limite superior para isso. Os autores também apresentaram sistemas monitorados com células de referência onde a PR é em torno de 2 - 4% menor do que os valores calculados com dados de irradiação obtidos por piranômetros. Para os 100 sistemas analisados para o ano de 2010 os autores encontraram uma PR estimada entre ~70 e ~90% com mediana de 84%. Além disso, valores próximos a 90% são possíveis de atingir na Alemanha e valores acima disso ainda dependem das condições climáticas.

Certas condições ambientais, como o acúmulo de poeira e mudanças nas condições climáticas, afetam a quantidade de radiação solar recebida pelas superfícies do painel fotovoltaico e, portanto,

têm um efeito significativo na geração de energia do módulo. Em um estudo experimental em Surabaya, na Indonésia, foi avaliado o efeito desses fatores na redução da potência de saída da superfície de um módulo fotovoltaico. O módulo foi exposto a condições climáticas externas e conectado a um sistema de medição. Os resultados revelaram que duas semanas de acúmulo de poeira causaram uma redução da produção de energia de FV de 10,8% em uma umidade relativa média de 52,24%. Os resultados do experimento sob condições chuvosas revelaram uma diminuição na produção de SFV de mais de 40% na umidade relativa média de 76,32%, e uma diminuição na potência de saída durante condições nebulosas de mais de 45% em uma umidade relativa média de 60,45% (RAMLI *et al.*, 2016).

O instituto Fraunhofer ISE (Alemanha) está executando instalações de testes ao ar livre para a investigação da durabilidade a longo prazo de componentes e materiais utilizados para conversão de energia solar. O desempenho dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo foi avaliado pelo monitoramento da curva I-V característica a cada 10 min. No trabalho, a sujidade dos módulos expostos pode ser observada em decorrência de obras nas proximidades. Para verificar o impacto da sujeira a equipe de pesquisadores optou por não limpar os módulos, mas sim limpar os sensores de irradiação. Assim foi possível verificar a diminuição da potência e da eficiência ao longo do tempo. A eficiência caiu para 20% dos valores iniciais dentro de cinco meses (SCHILL; BRACHMANN; KOEHL, 2015).

Em outros estudos envolvendo sujidade, como no artigo por JAVED *et al.*, (2017) amostras de poeira acumuladas naturalmente para vários módulos fotovoltaicos foram coletadas e caracterizadas ao longo de um período de dez meses em uma instalação de testes localizada em Doha, no Catar. A taxa de acúmulo de poeira durante o tempo de exposição foi determinada por gravimetria. Os resultados da caracterização da poeira são úteis para entender a perda por sujeira em arranjos fotovoltaicos no Catar e em regiões que compartilhem a similaridade na poeira ambiente e condições climáticas. Esse clima, mais seco e árido, está presente em algumas localidades no Brasil.

A taxa de desempenho (PR) é fundamental para o entendimento do “estado de saúde” do SFV. Neste contexto são detalhadas as perdas do sistema, as quais podem ocorrer por diversos fatores como:

- Eficiência do inversor;
- Perdas na fiação;
- Descasamento de corrente (*mismatch*) entre módulos;
- Temperatura do módulo fotovoltaico;
- Reflexão da superfície frontal do módulo;
- Sujidade;

• Interrupções na operação do sistema;

• Sombreamento e falhas de componentes.

As questões relacionadas às perdas são de suma importância, pois alguns valores podem resultar de modelos simplistas que não correspondem ao sistema real. Desta forma, cabe a descrição e análise individual dos modelos utilizados e seus respectivos resultados.

Estando disponíveis os valores de irradiação, potência FV e energia gerada é possível calcular a taxa de desempenho (*Performance Ratio*, PR) de cada sistema através da Equação 1 (Eq. 1). Assim como a produtividade, a PR também é calculado nas bases mensais e anuais.

$$PR_x = \frac{E_x/(G_{POA}/Irr_{CPT})}{P_{FV}} \qquad (1)$$

onde:

PR_X = Taxa de desempenho do SFV "X" analisado, para o período considerado (mensal ou anual);

E_X = Energia FV gerada do SFV "X" analisado, no período considerado [kWh/mês ou kWh/ano];

G_{POA} = Irradiacao solar no plano dos módulos para o período considerado [kWh/m2/mês ou kWh/m2/ano];

Irr_{CPT} = Irradiância solar nas CPT = 1 kW/m2;

CPT = Condições Padrão de Teste;

P_{FV}= Potência nominal instalada do SFV [kWp].

2.6 ESPECTRO SOLAR

A fim de entender o conteúdo espectral da radiação solar dentro e fora da atmosfera, muitas pesquisas com os mais variados métodos foram realizadas. Medições em várias altitudes, acima da camada atmosférica e no solo foram feitas, além de medidas extra-atmosféricas realizadas em foguetes sonda (NEVES, 2016).

A American Society for Testing and Materials – ASTM desenvolveu um espectro para as condições no topo da atmosfera terrestre com base em dados de satélites, aviões de altas altitudes, foguetes, telescópios e modelos matemáticos para ser utilizada como modelo padronizado. Este

espectro recebeu o nome de espectro solar padrão extraterrestre ou Irradiância Espectral Solar de Massa de Ar Zero e é descrito na Norma ASTM E490-00a (ASTM, 2014).

Com o intuito de facilitar os estudos do conteúdo espectral da radiação solar, as regiões de influência de elementos como o vapor de água, ozônio, oxigênio e a mistura de gases e aerossóis foram indexados em uma das curvas de Fator de Formato Espectral Relativo (FFER). Tal curva, mostrada na Figura 5, apresenta as regiões de absorção dos gases e efeitos do espalhamento (NEVES, 2016).

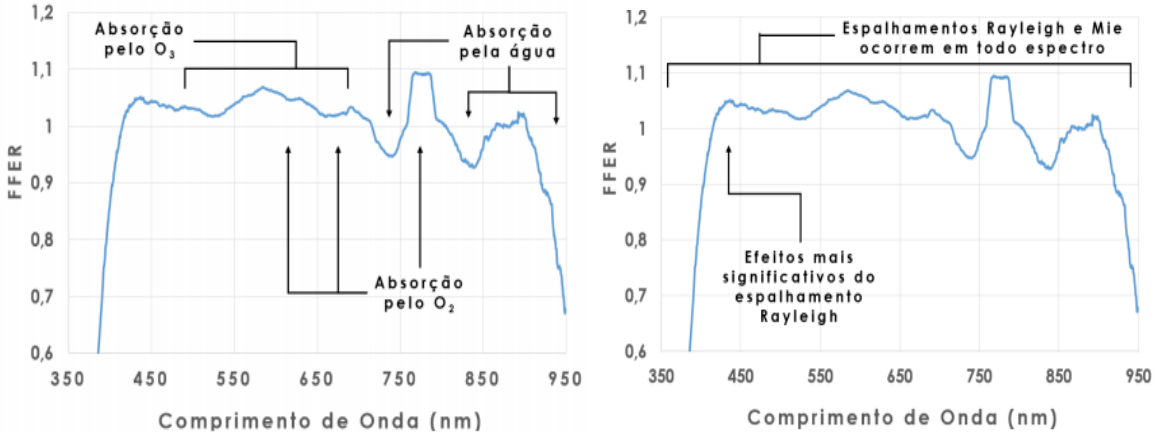


Figura 5: Faixa de absorção dos elementos e componentes. Fonte: Neves (2016).

No trabalho de Passow *et al.*, (2015) as ferramentas utilizadas para prever as mudanças espectrais foram o *Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine* (SMARTS), o qual foi usado como base para o modelo que simula e estima os efeitos espectrais no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Para criar arquivos de entrada específicos do local, foram utilizados dados *Typical Meteorological Year* (TMY3) da *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB).

Braga *et al.*, (2019), apresentaram uma análise dos impactos espectrais nos sistemas com tecnologia de silício multicristialino, bem como de CdTe em duas regiões distintas do Brasil: Florianópolis-SC (27° S, 48 ° O) e Assu-RN (5° S, 37° W). No estudo a metodologia proposta consiste no uso de dados de satélite adquiridos da plataforma Giovanni (NASA) juntamente com o modelo de espectro SMARTS 2.9.5. Os resultados dos espectros medidos mostraram que, para ambos os locais, a tecnologia de CdTe (módulos da First Solar séries 4 e 6) apresenta ganhos espectrais significativos: até 10% para Assu-RN (nordeste do Brasil) e 7,8% para Florianópolis-SC (sul do Brasil).

Os espectros medidos para Florianópolis e Assu, juntamente com o espectro de referência ASTM G173-03 e o índice calculado de fração azul por Braga *et al.*, (2019) foram utilizados para a construção da Figura 6. Para comparar verdadeiramente as distribuições espectrais dos locais, os

espectros foram normalizados para corresponder ao mesmo nível de irradiância que o espectro de referência para a faixa de comprimento de onda medida.

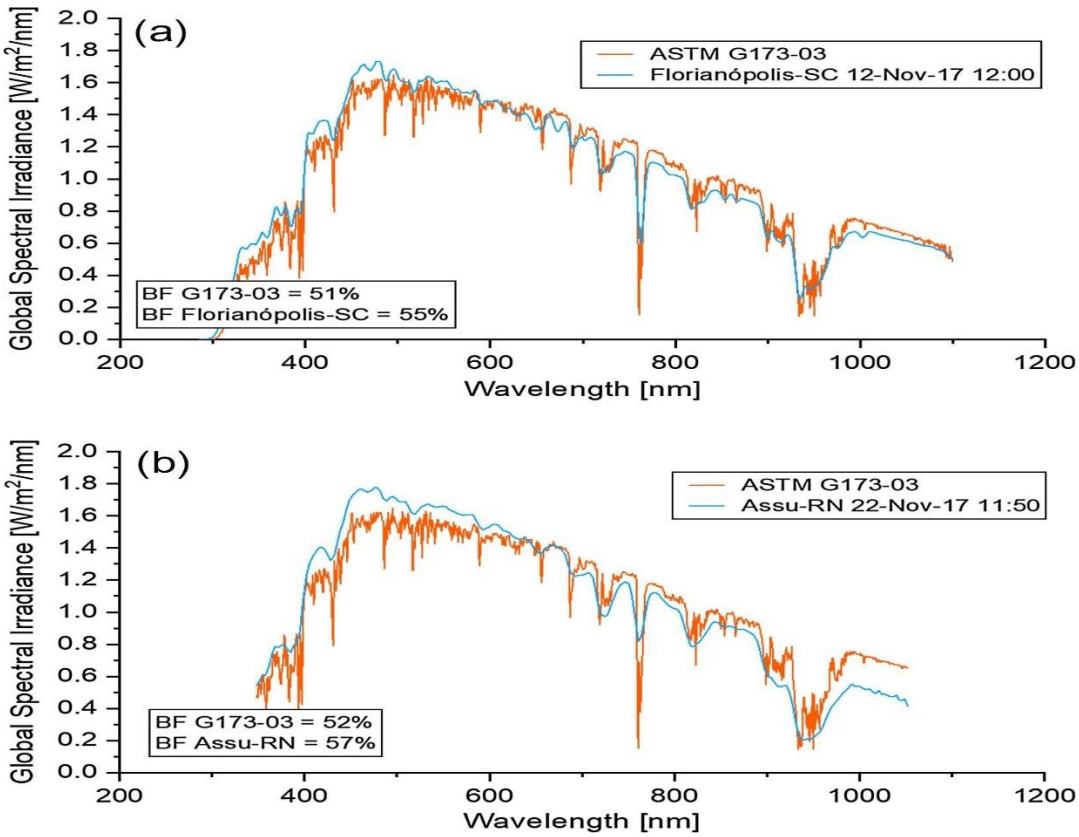


Figura 6: Espectros normalizados a) Florianópolis-SC e b) Assu-RN. Fonte: Braga et al., 2019.

A variação do conteúdo espectral da irradiância afeta o desempenho de módulos fotovoltaicos, dependendo da resposta espectral do dispositivo fotovoltaico. Portanto, os procedimentos de classificação energética ou de previsão de rendimento devem levar em conta a irradiação efetivamente disponível para uma tecnologia FV específica. Resultados de pesquisas mais recentes vêm demonstrando que as influências das variações espectrais podem ser significativas dependendo da resposta espectral da célula solar utilizada. Dependendo da tecnologia adotada, observa-se que o desempenho irá variar de acordo com a localização, o nível de poluição, a quantidade de queimadas e outras atividades humanas entre outros fatores, demostrando que os desempenhos dos módulos podem variar bastante de uma região para outra (BETTS, 2004; ISHII, *et al.*, 2014; DIRNBERGER, *et al.*, 2015).

As alterações espectrais entre o período de inverno e verão são notáveis, e influenciam no desempenho dos módulos fotovoltaicos, como a-Si: H, CdTe e GaAs. Para estes materiais, e mais particularmente para silício amorfo, essas alterações espectrais ocorrem na faixa de comprimento de onda onde a resposta espectral reside e se constituem em um grande contribuinte para a variação sazonal da eficiência dos módulos fotovoltaicos (RÜTHER & LIVINGSTONE, 1994).

O espectro solar que chega à superfície terrestre varia de acordo com a hora do dia, o dia do ano e a localidade. As interações entre a radiação solar e os componentes da atmosfera provocam também uma série de alterações no seu formato. Com a finalidade de padronizar a utilização comercial e científica de um único espectro solar de referência, a American Society for Testing and Materials (ASTM) estabeleceu o espectro padrão AM1.5G. O espectro padrão adotado atualmente é descrito na norma ASTM G173-03 e foi gerado através do modelo de transferência radiativa conhecido como Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine (SMARTS2) (ASTM, 2012).

Os parâmetros utilizados para gerar este espectro (como por exemplo o ângulo de inclinação, tipos e quantidades dos aerossóis, etc.) foram baseados em características representativas para os 48 estados adjacentes dos Estados Unidos da América (EUA) durante um período de um ano. O ângulo de inclinação selecionado é aproximadamente a latitude média para o Estados Unidos (latitudes 25,8°N – 49,4°N) (ASTM, 2012).

O SMARTS visa modelar a distribuição espectral da irradiância solar em um determinado local e condições ambientais específicas. O modelo permite que o usuário insira vários parâmetros como massa de ar, precipitação de água, entre outros parâmetros, para modelar as condições espectrais em um determinado local e tempo (GUEYMARD, 2006 E GUEYMARD, 1995).

Lee *et al.*, (2015) quantificaram a incerteza do impacto espectral em sistemas fotovoltaicos. Contribuições para a incerteza do impacto espectral são discutidas, com foco no método de determinação do impacto espectral por meio de irradiância espectral medida, considerando um fator de incompatibilidade espectral calculado. Verificou-se o impacto espectral, e a influência em diferentes tecnologias de sistemas FV.

2.7 PRODUTIVIDADE (YIELD)

Os sistemas FV geralmente são instalados com inclinação fixa ou com rastreamento (*backtracking* ou *true-tracking*). Breyer (2012) avaliou que existem diversas vantagens econômicas para sistemas que utilizam o rastreamento de eixo único, com um eixo orientado norte-sul, no qual houve aumento da produtividade. Além disso, atualmente, as opções de rastreamento têm uma participação de mercado significativa, sendo utilizados principalmente em usinas (IEA PVPS, 2017). Com a utilização do rastreamento de eixo único a produtividade (Yield) aumenta em cerca de 25 a 30% (Huld e Suri, 2009; Narvarte e Lorenzo, 2008).

A produtividade e as perdas desempenham um papel significativo no planejamento e operação eficiente do sistema solar fotovoltaico. Para avaliar o desempenho do sistema FV, os autores Raj, *et al.*, (2016) compararam os valores obtidos pelas previsões (*forecasting)* de um modelo desenvolvido

por eles, com os valores de rendimento reais obtidos mês a mês. Os dados previstos podem servir como ferramenta importante para analisar as perdas específicas sazonais. A análise comparativa de dados simulados com dados experimentais reais é importante para prever tolerância e erro relacionados com a ferramenta de previsão. O uso do forecasting pode ser utilizado como ferramenta auxiliar para estimar o desempenho dos sistemas FV por um período determinado.

No estudo de caso de Thevenarda e Pelland (2013), a incerteza nas previsões de rendimento do sistema fotovoltaico de longo prazo foi examinada por modelagem estatística de um sistema fotovoltaico hipotético de 10 MW, com a tecnologia de silício cristalino em Toronto, Canadá. A incerteza nas previsões de rendimento do sistema FV foi estimada em cerca de 3,9% para a variabilidade climática ano a ano, 5% para insolação horizontal média de longo prazo, 3% para estimativa de radiação no plano do arranjo fotovoltaico, 3% para classificação de potência dos módulos, 2% para perdas por sujeira e sujeira, 1,5% para perdas por neve e 5% para outras fontes de erro. Ao realizar simulações estatísticas com o programa computacional Solar Advisor Model, verificou-se que a incerteza combinada (desvio padrão) é de aproximadamente 8,7% no primeiro ano de operação e 7,9% no rendimento médio ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico. A produtividade do sistema FV está relacionada diretamente a todos estes parâmetros e suas variações.

Para estimar a produtividade (*yield*) de cada SFV, foram utilizadas as ferramentas de simulação *PVsyst*, *PlantPredict* e também os resultados medidos, com valores de geração mensal [kWh/kWp.mês] e anual [kWh/kWp.ano].

A produtividade ou *yield* é a relação entre a energia gerada (kWh) e a potência instalada (kWp) expressa pela razão entre a energia fotovoltaica e a potência instalada do sistema fotovoltaico, normalmente vinculada a um período anual de operação (URBANETZ; *et al*., 2014a). A Equação 2 (Eq. 2) descreve este parâmetro.

$$Yield = \frac{E_{FV}}{P_{FV}} \qquad (2)$$

onde:

Yield = Produtividade do SFV [kWh/(kWp.mês) ou kWh/(kWp.ano)];

E_{FV}= Energia total gerada pelo SF no período considerado [kWh/mês ou kWh/ano]

P_{FV}= Potência nominal instalada do SFV em c.c. [kWp]

3 MÉTODO

O método consiste em descrever as etapas a serem seguidas com o intuito de alcançar os objetivos propostos. Para isso foram desenvolvidas duas linhas de estudo, as quais separam-se por sistemas de menor porte e usina fotovoltaica.

Neste contexto os programas computacionais de simulação (PVsyst e PlantPredict) foram as ferramentas computacionais utilizadas para caracterizar os sistemas fotovoltaicos com base na *Yield* e PR detalhada, que posteriormente foram comparados entre si e com dados medidos em sistemas fotovoltaicos que estão em operação. Os dados medidos correspondem aos sistemas fotovoltaicos instalados no Laboratório Fotovoltaica UFSC. Para a usina de Assu, RN foram comparados os dados simulados nos programas computacionais PVsyst e PlantPredict.

As atividades desenvolvidas no atual trabalho estão divididas em etapas, conforme mostra o fluxograma da Figura 7 – Fluxograma do Método.

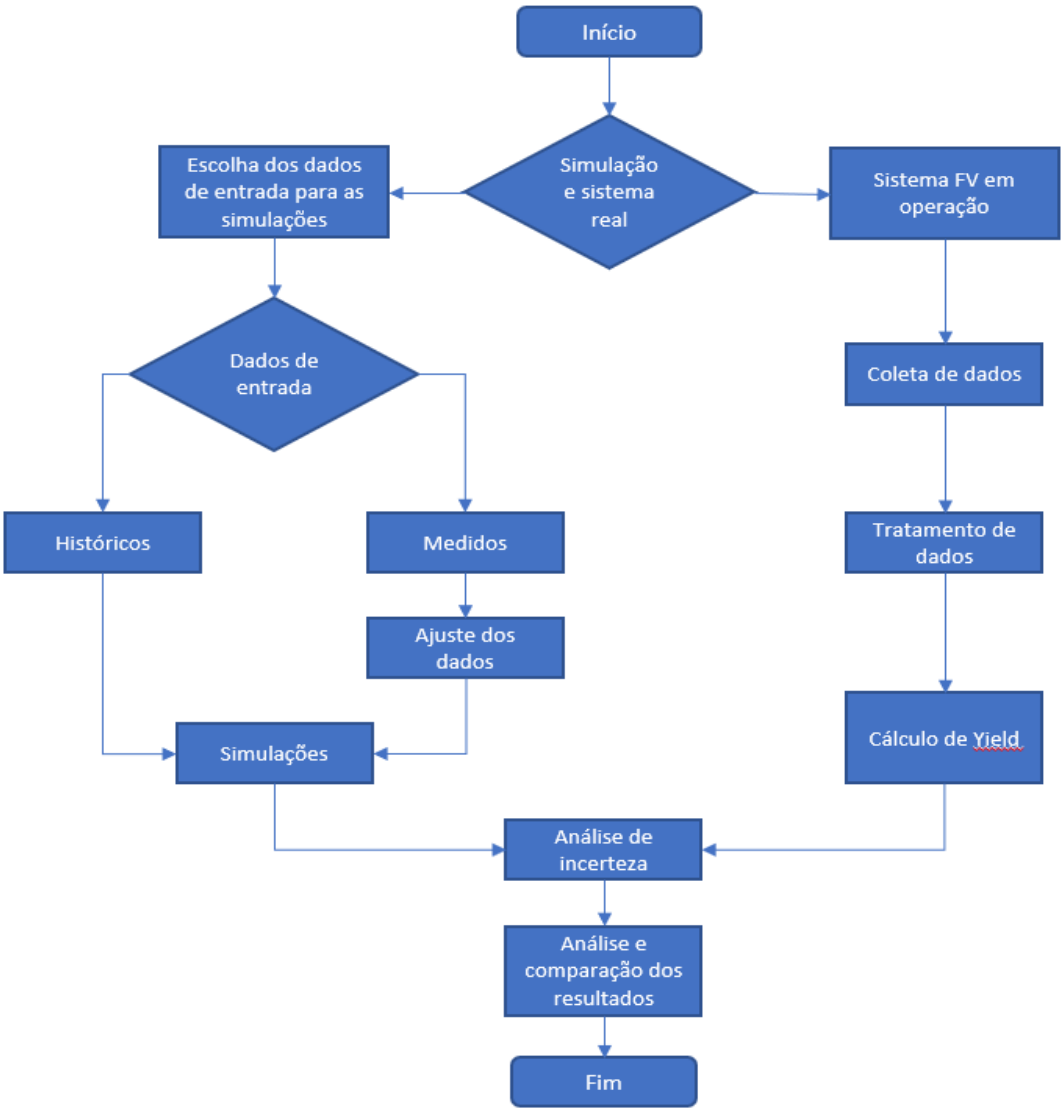


Figura 7: Fluxograma da metodologia.

3.1 ESTUDOS DE CASO

O enfoque principal do trabalho, no que diz respeito a locais escolhidos está de acordo com a disponibilidade de dados medidos (Laboratório Fotovoltaica UFSC) e na análise de módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) da First Solar, os quais estão instalados no Laboratório Fotovoltaica UFSC e na usina solar fotovoltaica de Assu, para posteriormente serem comparados com os valores simulados nos dois programas computacionais de simulação em estudo, o PVsyst e o PlantPredict. O PlantPredict foi desenvolvido pela própria empresa First Solar, a mesma dos módulos em estudo, enquanto os dados do PVsyst servem como base de comparação, visto que o programa computacional é muito reconhecido nos estudos e simulações de sistemas fotovoltaicos.

Os sistemas instalados no Laboratório Fotovoltaica UFSC são caracterizados por mesas fixas com inclinação próxima à latitude do local (cerca de 27º) e com orientação voltada para o norte geográfico, ou seja, ângulo azimutal de 0º. Todos os módulos são da fabricante First Solar com tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) com modelos e séries FS-4110-2 e FS-4110A-2. As características dos sistemas fotovoltaicos são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Especificações do sistema fotovoltaico instalado no Laboratório Fotovoltaica - UFSC.

Cidade / Estado	Florianópolis / SC
Latitude / Longitude	27°25'50.4"S / 48°26'34.2"O
Altitude em relação ao nível do mar	11,5 m
Potência total	4,4 kWp
Quantidade total de módulos	40
Modelo dos módulos	FS-4110-2
Quantidade de módulos em série	5
Quantidade de inversores	2
Modelo dos inversores	ABB UNO-2.5- I- OUTD- S
Quantidade de *strings* por inversor	4
Vidro possui camada ARC?	2.2 kWp com e 2.2kWp sem

A Figura 8 apresenta o Laboratório Fotovoltaica UFSC e o sistema em estudo está indicado na imagem com contorno em vermelho. O sistema instalado no local é definido como um sistema fixo, em que as mesas fotovoltaicas são fixas com inclinação próxima à latitude do local. A única diferença entre os modelos é que o FS-4110A-2 apresenta camada *anti-reflexive coating* (ARC) e o outro não.



Figura 8: Mesa de módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio da First Solar.

Na Figura 8 é possível observar que o sistema fotovoltaico em estudo pode sofrer interferência de sombreamento devido às construções próximas.

A usina em estudo (Assu) compreende o uso de sistemas rastreadores, também conhecidos como *trackers*, os quais visam maximizar a geração de energia. Os rastreadores funcionam no modo *true-tracking* de eixo único com limitação de rotação de -55º até + 55º. Em usinas é comumente encontrado este tipo de mecanismo, pois o aumento de geração pode ser considerável. Apesar disso, o custo inicial é maior para este tipo de instalação. A Tabela 2 apresenta os dados técnicos da usina de Assu.

Lee *et al.*, (2015) apresentaram resultados que mostram como o *true-tracking* (não evita o sombreamento entre as fileiras) de eixo único produziu mais energia para os arranjos da First Solar do que o arranjo com *backtracking* (evita o sombreamento entre as fileiras).

Para simulações em arranjos com *backtracking* existe uma opção de seleção no PlantPredict, ou seja, basta selecionar a opção e a simulação pode ser executada, porém no PVsyst este procedimento requer que o usuário defina a estratégia de funcionamento do rastreador em um cenário 3D.

Tabela 2: Dados da usina fotovoltaica de Assu.

Cidade / Estado	Assu / RN
Latitude / Longitude	5°34'13.6"S / 36°54'52.0"O
Potência total da usina	36.708 kWp
Quantidade total de módulos	319.200
Modelo dos módulos	FS S4 112,5 115 e 117,5W
Quantidade de módulos em série	15
Quantidade de inversores	30
Modelo dos inversores	GE 1000 kW – 1,5 kV
Quantidade de *strings* por inversor	Variável
Vidro possui camada ARC?	Não
Quantidade de transformadores na usina	10
Potência nominal de cada transformador	3 MVA

A imagem área da usina de Assu está apresentada na Figura 9.



Figura 9: Usina de Assu localizada no Rio Grande do Norte.

3.2 DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR

Os dados climáticos utilizados para as simulações são decorrentes de medições e ajustes para caracterizar da melhor forma possível a irradiação local. Os ajustes se devem a valores errôneos que resultam de sombreamentos encontrados no local de estudo e que devem ser expurgados da amostra.

As medições *in loco* que servem como base para as simulações, bem como para a geração de energia do sistema instalado no laboratório Fotovoltaica UFSC são feitas por meio de sensores que compõem a estação solarimétrica do local. Os sensores presentes na estação solarimétrica do Laboratório Fotovoltaica UFSC e que foram utilizados como base de dados de GHI, DHI, entre outros, não sofrem influência de sombreamentos, enquanto o SFV em alguns instantes do dia está sendo sombreado.

Nos momentos em que o SFV está sombreado os dados de entrada de irradiância foram desconsiderados. Ou seja, no caso de sombreamento dos módulos, o sistema real estaria gerando menos energia que o previsto nas simulações pois os sensores estão sem sombreamento medindo a irradiância sem nenhuma interferência. Assim, existe a necessidade do ajuste fino dos dados para que as simulações não sejam influenciadas negativamente pela entrada de dados incorretos.

Com relação aos dados históricos, o banco de dados para a usina em estudo foi obtido do Solargis enquanto que os dados históricos para o sistema fotovoltaico instalado no laboratório Fotovoltaica UFSC provém de dados do Meteonorm 7.1.

Os dados do Solargis consistem numa base de dados do ano de 2000 a 2016. A Solargis disponibiliza dados de energia solar, que são usados em todo o ciclo de vida das usinas de energia solar, desde a prospecção até o desenvolvimento e a operação. Desde 2010, a empresa desenvolve e opera uma plataforma para acesso rápido a dados históricos, dados recentes e de previsão para praticamente qualquer local na Terra. Em várias ocasiões, o banco de dados de recursos solares foi identificado independentemente como o mais preciso e confiável.

3.3 SENSORES

Os sensores utilizados para as medições fazem parte da Estação Solarimétrica do laboratório Fotovoltaica UFSC, localizado em Florianópolis – Santa Catarina. As coordenadas do local são 27°25'50.4"S e 48°26'34.2"O. A Figura 10 mostra a estação solarimétrica.

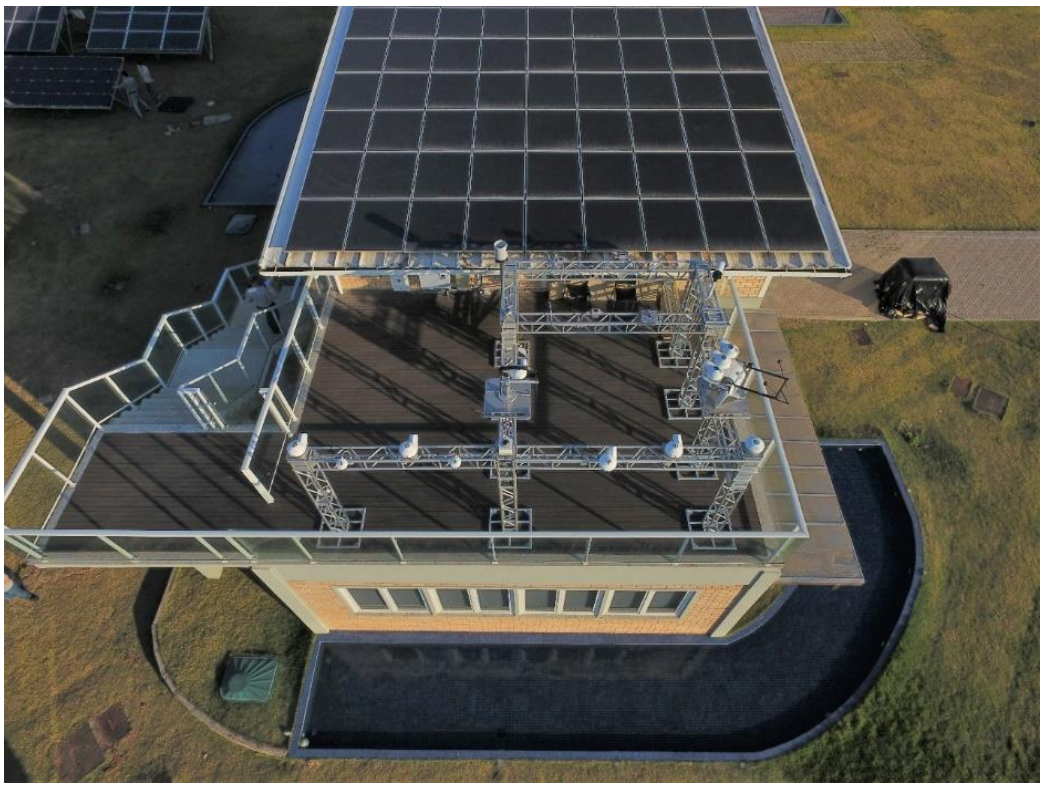


Figura 10: Estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica – UFSC.

3.3.1 Piranômetros

O piranômetro de termopilha (Figura 11) é um instrumento destinado a medir a irradiância solar utilizando uma termopilha que converte a energia térmica em energia elétrica. A termopilha é revestida com uma tinta preta especial para simular a resposta de um "corpo negro" de modo que a energia radiante solar incidente é praticamente toda absorvida e convertida em calor, que, por sua vez, é convertido em uma diferença de potencial elétrico proporcional à irradiância solar incidente na termopilha.

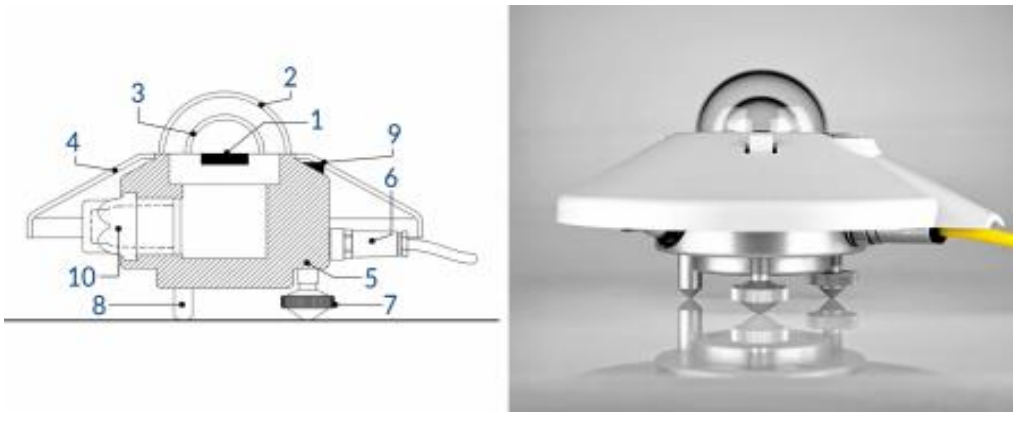


Figura 11: Piranômetro de termopilha.

Os dados coletados pelos piranômetros estão na escala de tempo em segundos, que posteriormente foram ajustados para a escala horária que serviu de base para as simulações das mesas fotovoltaicas do Laboratório Fotovoltaica da UFSC. O ajuste se deu por meio da utilização de média aritmética simples.

O modelo do piranômetro utilizado para a coleta de dados foi o Kipp and Zonen SMP22 situado na Estação Solarimétrica do laboratório. Este tem a finalidade de obter dados de irradiância global horizontal.

O SMP22 é um piranômetro padrão secundário que combina uma interface inteligente e tecnologia de sensores da CMP22, o qual tem um histórico comprovado de décadas, tornando-se um dos piranômetros mais precisos e confiáveis do mundo. O SMP22 possui a faixa espectral mais ampla, melhor resposta direcional e redução de desvios térmicos.

3.3.2 Anemômetro

O WindSonic1 é o modelo da Campbell Scientific que utiliza dois pares de transdutores orientados ortogonalmente para detectar o vento horizontal. Os transdutores refletem o sinal ultrassônico de um capuz, minimizando os efeitos do sombreamento do transdutor e da distorção do fluxo. A Figura 12 mostra o anemômetro.



Figura 12: Anemômetro.

Na tabela 3 são descritas as especificações do anemômetro.

Tabela 3: Especificações do anemômetro.

Especificações do WindSonic1	
Direção do vento	
Alcance	0° a 360°
Precisão	± 3°
Resolução	1°
Velocidade do vento	
Alcance	0 a 60 m/s
Precisão	± 2°
Resolução	0,01 m/s

3.3.3 Índice Pluviométrico

O índice de chuva ou pluviométrico é necessário como dado de entrada para simular o ganho espectral. O PVsyst não contempla a função de análise de ganho ou perda espectral, portanto este será utilizado apenas na simulação do PlantPredict e consequentemente analisado para observar a influência deste sobre o sistema geral.

O dispositivo utilizado para as medições *in loco* é o TB4 e TB4MM Rain Gages da Campbell Scientific. Na tabela 4 são descritas as especificações do pluviômetro que é utilizado como dado de entrada para obter o ganho espectral local.

Tabela 4: Dados do pluviômetro.

Especificações do TBL-4	
Tipo de sensor	*Tipping bucket*
Precisão	±2% < 250 mm/h ±3% 250 até 500 mm/h
Resolução	0,254 mm
Faixa de Medição	0 to 700 mm/h

3.3.4 Medição da temperatura ambiente

A medição de temperatura ambiente se dá através do PT100. Os dados do sensor estão descritos na Tabela 5.

Tabela 5: Especificações do PT100

Especificações do Pt100	
Tipo de sensor	PT100 RTD 1/3 classe B, IEC 751
Faixa de medição	-80° a +60°C
Precisão com saída de tensão	-80° a + 20 °C: ± (0,226 - 0,0028 x temperatura) °C +20° a +60°C: ± (0,055+0,0057 x temperatura) °C

3.4 IRRADIAÇÃO MEDIDA X IRRADIAÇÃO DE BANCO DE DADOS

Outra etapa de verificação dos dados medidos e ajustados é compará-los com os dados de irradiação global horizontal para a latitude local. As bases de dados que foram comparadas são Meteonorm e dados medidos *in loco*.

Estas comparações iniciam-se no momento em que os dados coletados são organizados, contemplando as considerações referentes ao tratamento de dados, visto que os dados medidos às vezes apresentam algumas lacunas devido a problemas nos sensores ou para manutenção dos equipamentos. Os valores finais foram comparados entre si.

Deve-se enfatizar que em todas as simulações os dados de entrada foram inseridos na escala temporal horária.

3.5 PROGRAMAS PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

No mercado encontra-se ampla variedade de programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Estes programas são importantes ferramentas para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pois a maior parte dos programas já contém a base de dados incluindo as características dos inversores, módulos fotovoltaicos, níveis de radiação solar e temperatura ambiente dos locais de instalação. Devido à diversidade de *programas computacionais*, este estudo se limita à análise dos resultados proporcionados pelo PVsyst, o PlantPredict e um sistema fotovoltaico real instalado no Laboratório de Fotovoltaica da UFSC.

A seguir são apresentadas breves descrições dos programas, como: entrada dos dados, seleção da combinação (arranjo) ideal dos módulos fotovoltaicos, potência desejada, resultados, configuração final e relatórios.

3.5.1 PVsyst

O programa foi desenvolvido pelo Grupo de Energia do Instituto de Ciências do Meio Ambiente da Universidade de Genebra, liderado pelo Dr. André Mermoud. Os direitos autorais pertencem à Universidade de Genebra, devido ao financiamento das pesquisas por fundos federais da Suíça.

A versão de avaliação do programa pode ser baixada do site <http://www.pvsyst.com>. Uma vez instalado o programa pode ser utilizado por 30 dias no modo *EVALUATION*, no qual todas as funcionalidades estão disponíveis ao usuário, porém os relatórios de resultados apresentam uma marca d'água "*Evaluation mode*". Findo este lapso de tempo, o programa entra em modo DEMO, em que diversas funções são restringidas, limitando-se à base de dados de poucas localidades e sistemas.

Na Figura 14 é apresentada a interface do PVsyst 6.61 que foi utilizado para as simulações do estudo.



Figura 13: Interface inicial do programa PVsyst. Fonte: Programa computacional PVsyst v.6.61-EVALUATION, PVsyst SA, 2018.

3.5.1.1 Funcionalidades do PVsyst

Na interface inicial do *programa computacional* - visão geral dos utilitários – são encontradas as seguintes ferramentas:

· Projeto preliminar para estudo inicial da instalação com estimativa de produção;

· Projeto completo para o dimensionamento completo de sistemas fotovoltaicos;

· Possibilidade de importação e exportação de dados de várias fontes diferentes, inclusive da base de dados meteorológicos METEONORM;

· Relatório completo dos resultados, simulação de produção energética, desempenho, análise econômica e perdas do sistema.

3.5.1.2 Projeto preliminar

Projeto preliminar: é a etapa de pré-dimensionamento de um projeto FV. Esta etapa baseia-se em uma estimativa pouco criteriosa da produção de energia do sistema fotovoltaico. Nesta etapa são utilizados alguns parâmetros ou características gerais do sistema como dados meteorológicos do local, orientação azimutal e inclinação do sistema e tecnologia dos módulos desconsiderando a escolha de modelos específicos.

As avaliações de produção do sistema são informadas rapidamente por valores mensais. Uma estimativa simplificada de custos está disponível nesta etapa, sendo os aspectos financeiros baseados em hipóteses de larga variação de país para país. Este nível se aplica para os sistemas conectados à rede e especialmente para sistemas FV integrados a edificações.

3.5.1.3 Projeto completo

Consiste na elaboração completa do projeto do sistema fotovoltaico, sendo necessária a caracterização de cada componente do sistema.

Inicialmente o usuário deve selecionar o modelo de sistema dentre as quatro opções fornecidas: sistemas conectados à rede elétrica, isolados, para bombeamento e rede DC. A partir dessa etapa, deve-se informar a orientação (azimute), a inclinação dos módulos FV, sistema com rastreamento ou sistema fixo, perdas, modelo e número de módulos FV e inversores. Na etapa seguinte, o usuário pode especificar parâmetros mais detalhados e fazer uma análise apurada do comportamento térmico, do cabeamento elétrico da instalação, da qualidade do módulo FV, das incompatibilidades e perdas devidas ao ângulo de incidência, dos sombreamentos na linha do horizonte e por objetos próximos, permitindo ainda outros detalhamentos.

Os resultados incluem variáveis de simulação, que podem ser exibidos em valores mensais, diários ou horários. A ferramenta "diagrama de perdas" (Figura 14) é extremamente útil para identificar alguns problemas de projeto. Um relatório pode ser emitido para cada simulação, incluindo todos os parâmetros utilizados para a simulação e os principais resultados.

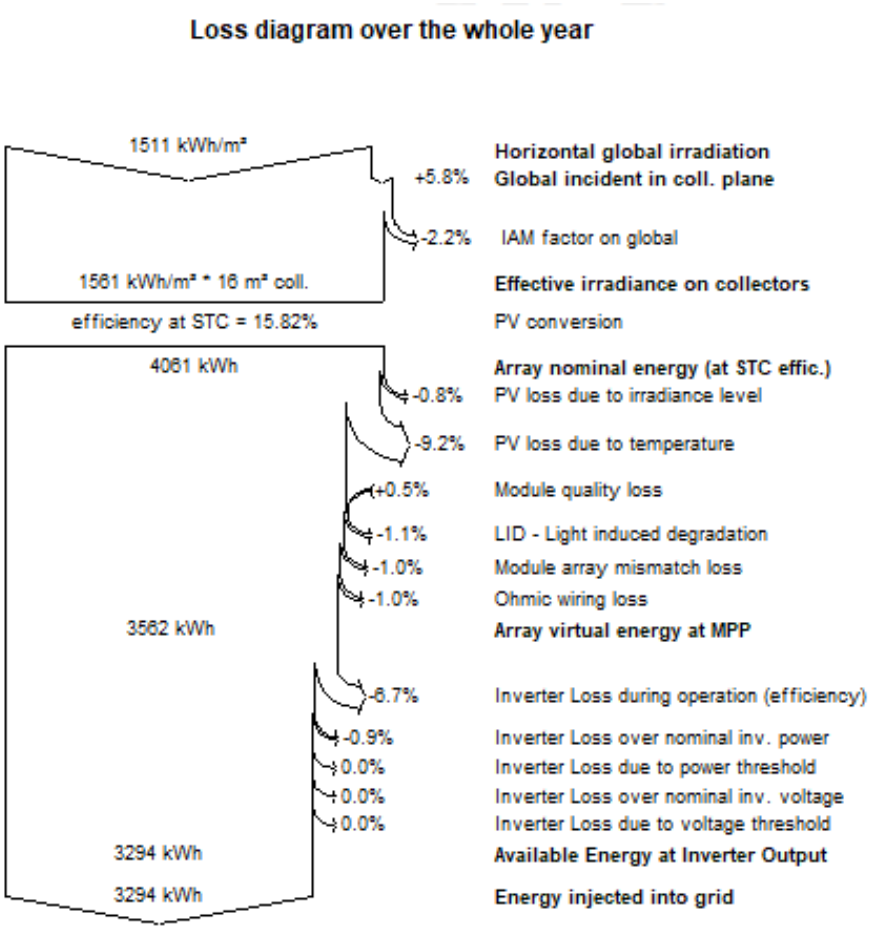


Figura 14: Modelo de digrama de perdas apresentado pelo programa computacional PVsyst.

A Figura 14 apresenta o diagrama de perdas ao longo de um ano para um projeto. Este é o diagnóstico de como o sistema fotovoltaico projetado pode ser afetado por perdas e limitações do sistema ou projeto. Sendo assim, este deve ser analisado com maior cuidado, pois qualquer erro nos dados de entrada pode ser verificado nesta etapa de análise.

3.5.2 PlantPredict

A First Solar, Inc., incorporada em 15 de maio de 2003, é fornecedora de soluções de energia solar fotovoltaica. A empresa opera através de dois segmentos: componentes e sistemas. O segmento de componentes está envolvido no projeto, fabricação e venda de módulos solares de telureto de cádmio (CdTe). O segmento de sistemas inclui o desenvolvimento, construção, operação e manutenção de sistemas de energia solar fotovoltaica, que utilizam principalmente seus módulos solares. Além disso, a companhia fornece serviços de operação e manutenção (O&M) aos proprietários de sistemas que usam módulos solares fabricados por ele ou por fabricantes terceiros.

A empresa First Solar desenvolveu uma plataforma de programa computacional de avaliação de energia que modela sistemas FV. Este programa computacional, chamado *PlantPredict*, é uma aplicação que agiliza e cumpre muitas necessidades de simulação de energia no decorrer do desenvolvimento do projeto.

Além disso, o programa desenvolvido pela First Solar é capaz de analisar os ganhos ou perdas espectrais que não são abordados em outros programas computacionais de simulação. Tal análise deve ser considerada nos projetos, pois apresenta resultados relevantes principalmente para algumas tecnologias. Módulos de telureto de cádmio (CdTe), são diretamente afetados pelas variações espectrais na radiação solar incidente, resultando numa variação de geração de energia estimada em torno de 4% para mais ou para menos, segundo a empresa desenvolvedora.

3.5.2.1 Funcionalidades *PlantPredict*

O *programa computacional* conta com uma plataforma online, apresentando na sua interface inicial (Figura 15) as opções de manual do usuário, modelos e algoritmos, notas de lançamento, imprensa e eventos, contatos e entrar. O manual do usuário é composto por vídeos e textos que disponibilizam uma visão geral das funcionalidades e de como utilizá-las.

Após o cadastramento e validação de conta, o usuário obtém acesso à plataforma de simulação. Neste campo é possível inserir novos projetos, obter ou adicionar informações e dados de fabricantes de módulos fotovoltaicos, inversores de frequência e dados climáticos.

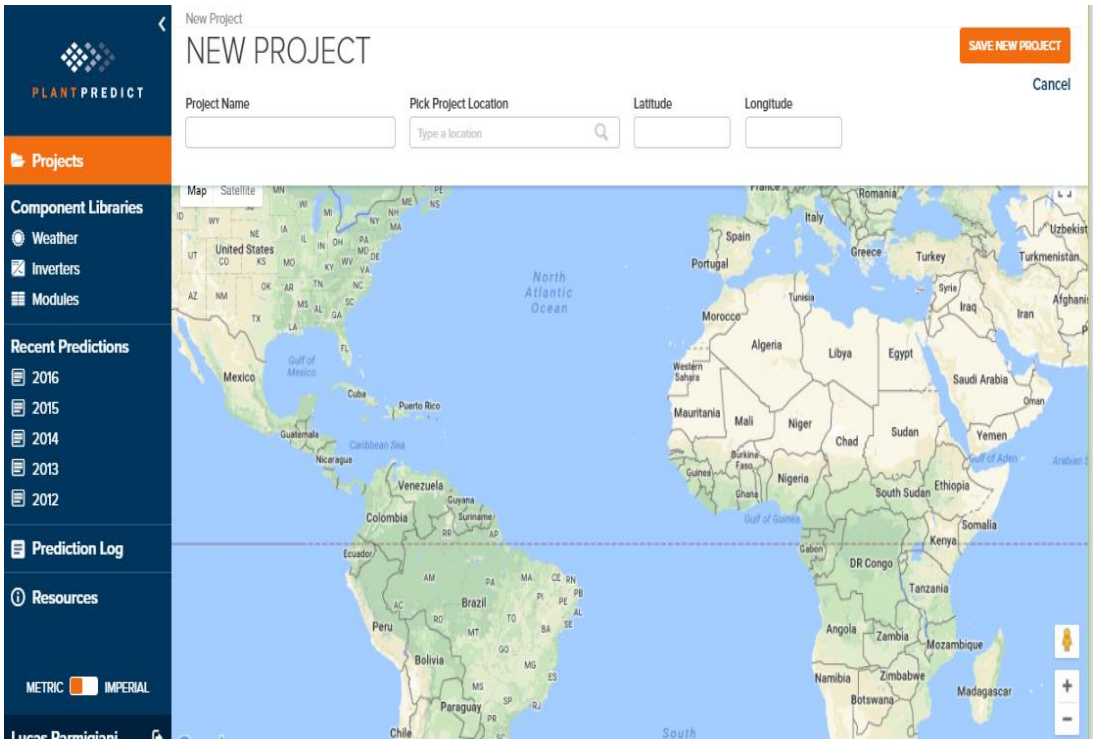


Figura 15: Interface do programa computacional Plant Predict.

O *programa computacional* oferece aos usuários a opção de importar dados de irradiação de diferentes formatos. Esta é uma opção para usuários que mediram ou modelaram o *plane-of-array irradiance* (POAI) e desejam ignorar o modelo de transposição (e seu erro associado). O algoritmo usa o modelo GTI-DIRINT desenvolvido pelo NREL para estimar a irradiação difusa e direta do POAI para cálculos de sombreamento.

O sistema do PlantPredict conta com as seguintes etapas apresentadas na Figura 16.

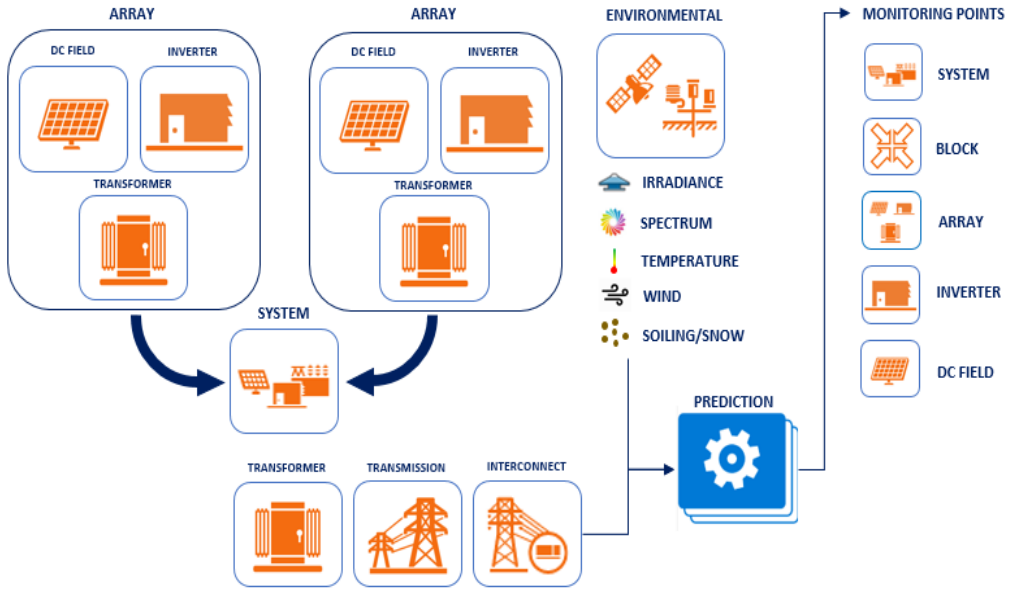


Figura 16: Etapas de dimensionamento no programa computacional PlantPredict.

3.6 ANÁLISE DE INCERTEZA DOS DADOS

A incerteza nas medições da radiação solar é fundamentalmente importante para aplicações de energia solar e ciências atmosféricas. Sem uma declaração de incerteza, a qualidade de um resultado, modelo ou método de teste não pode ser quantificada, a cadeia de rastreabilidade é quebrada e a confiança pode não ser mantida na medição. Os resultados da medição são incompletos e sem sentido, caso não haja uma declaração da incerteza estimada com rastreabilidade a um padrão internacionalmente reconhecido.

As Diretrizes Internacionais de Incerteza na Medição - *Guidelines of Uncertainty in Measurement* (GUM) - são usadas para calibrar radiômetros solares no National Renewable Energy Laboratory (NREL) (REDA *et al*., 2008). Nesta dissertação o método de análise de incertezas utiliza as incertezas de medição estimadas dos dados de irradiância solar obtidas com piranômetros e pireliômetros adequadamente calibrados. Ele também descreve as diretrizes usadas para calcular a incerteza estimada para a medição de campo. A incerteza na medição de campo é resultado da calibração do radiômetro, instalação do equipamento, aquisição de dados, métodos de manutenção do sistema e condições ambientais no local onde o radiômetro é implantado.

Uma incerteza padrão (u) pode ser estimada usando métodos estatísticos (Tipo A), métodos não estatísticos (Tipo B) ou ambos. Por exemplo, um desvio padrão de vários pontos de dados é uma incerteza do Tipo A. Uma especificação do fabricante de características de desempenho do radiômetro ou uma incerteza relatada por um fornecedor de calibração é uma incerteza do Tipo B (TAYLOR e KUYATT, 1994). Uma incerteza do Tipo B que muda em função de uma ou mais variáveis pode ser uma combinação de Tipo A e Tipo B.

Os cálculos padrão de incerteza dependem da distribuição das fontes de incerteza. Um requisito da abordagem GUM é declarar o tipo de distribuição estatística, medido ou admitido, para cálculos de incerteza. A Tabela 6 mostra como estimar a incerteza padrão para algumas distribuições comuns usando a incerteza expandida. Ao longo desta dissertação, as incertezas padrão foram denotadas por "u" e as incertezas expandidas por "U".

Tabela 6: Incerteza padrão para algumas distribuições comuns (PLANTPREDICT, 2018).

Distribuição	**Fonte**	**Incerteza padrão**
Normal: Desvio Padrão: σ Número de leituras: n Ou Incerteza expandida: U Fator de segurança: k	Estatística Tipo A	$u = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ ou $u = \frac{U}{k}$
Retangular	Não estatística Tipo B	$u = \frac{U}{\sqrt{3}}$
Triangular	Não estatística Tipo B	$u = \frac{U}{\sqrt{6}}$
Normal k = 2 ou t	Não estatística Tipo B	$u = \frac{U}{2}$ ou $u = \frac{U}{t}$

Nesta dissertação foi calculada a incerteza do tipo B.

Com relação aos dados de saída da simulação foi utilizado o método apresentado de análise de erro total apresentado na base de dados do *programa computacional PlantPredict* seguido pelas Equações (3) e (4).

A Tabela 7 apresenta as variáveis necessárias para calcular o erro máximo envolvido na simulação feita no *PlantPredict*. Alguns valores são estipulados pelos desenvolvedores do *PlantPredict*.

Tabela 7: Variáveis que são utilizadas para calcular o erro envolvido na simulação do PlantPredict (PLANTPREDICT, 2018)

Tipo de erro envolvido	Símbolo	Descrição
Variabilidade interanual	σ_{IA}	Variação ano a ano da energia solar em um determinado local
Precisão de medição de irradiância	σ_b	Medição de insolação medida ou modelada (terra, satélite, modelada)
Monitoramento da representatividade do período	σ_a	Refere-se a quão bem os dados de registro de período disponíveis podem representar a média histórica de longo prazo
Variabilidade espacial	σ_{SV}	Abordar o erro incorrido usando dados meteorológicos que não estão localizados com as coordenadas do local
Irradiação prevista	$\sigma_{G,pred}$	Combinação total de erros (IA,B,A, SV)
Precisão do modelo	σ_M	Incerteza de entrada e erros intrínsecos do modelo, correspondem a um padrão de 2,9%.
Incerteza total	σ_{tot}	Geração total de incerteza

A incerteza da GHI e POA é calculada da seguinte forma (Eq. 3). Para os valores de um ano relatados no relatório de resumo, o número de anos, N:

$$\sigma_{G,pred} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_{IA}}{\sqrt{N}}\right)^2 + \sigma_B^2 + \sigma_A^2 + \sigma_{SV}^2} \qquad (3)$$

A incerteza total gerada que afeta a produtividade, o fator de capacidade, a taxa de desempenho e a energia total gerada, entre outros, também são incluídos na modelagem de erro que faz parte do algoritmo do *PlantPredict*, segundo a seguinte expressão (Eq. 4):

$$\sigma_{tot} = \sqrt{\sigma_{G,pred}^2 + \sigma_M^2} \quad (4)$$

O intervalo de confiança mais baixo para todas as métricas de energia, para um nível de confiança desejado (P90, P95), é então calculado da seguinte forma (Eq. 5):

$$P_{xx,E} = P_{50,E}(1 - \alpha.\sigma_{tot}) \quad (5)$$

onde α é o Z para o intervalo de confiança desejado e o P50, E é o valor médio da métrica de energia avaliada. As métricas de energia são:

- Produção Específica
- Fator de Capacidade
- Energia Líquida de Usina
- Perdas do Balanço do Sistema

As probabilidades de irradiância $P_{xx,G}$, são calculadas de forma semelhante, mas aplicando apenas a incerteza da irradiância ao valor médio anual de irradiância, $P_{50,G}$. A Eq. 6 é utilizada para esta finalidade.

$$P_{xx,G} = P_{50,G}(1 - \alpha.\sigma_{G,pred}) \quad (6)$$

Essa abordagem supõe que, ao longo de vários anos de operação, a distribuição siga uma lei estatística, que é admitida como sendo a distribuição gaussiana (ou "normal"). As probabilidades P50 - P90 representam diferentes níveis de rendimento, para os quais a probabilidade de que a produção de energia de um determinado ano esteja acima desse valor é de 50% para P50 e respectivamente 90% para P90.

3.7 MODELOS MATEMÁTICOS E PARÂMETROS

Devido à dificuldade de obtenção de dados da radiação solar que incide em uma superfície inclinada, vários modelos teóricos de estimativa foram desenvolvidos, utilizando medidas da radiação global e direta obtidas na superfície horizontal. Esses modelos utilizam individualmente os valores da radiação direta, difusa e da refletida pela superfície do solo como componentes da radiação total que incide sobre uma superfície inclinada. A única diferença entre os vários modelos existentes está no tratamento da radiação difusa que incide sobre a superfície inclinada, devido ao seu comportamento anisotrópico.

Em muitas localidades a componente direta da radiação solar não é medida, existindo somente observações da radiação global na superfície horizontal. Nessa circunstância, para estimar a radiação total que incide sobre uma superfície inclinada, a componente difusa e a direta da radiação solar devem ser estimadas, e isto pode ser feito usando modelos que relacionam a fração da radiação difusa contida na radiação global com o índice de claridade, fração entre as irradiações global e do topo da atmosfera, ou a fração da direta contida na global com o índice de claridade.

Neste trabalho foram utilizados dois métodos matemáticos que são comumente utilizados em trabalhos e estimativas de geração de energia solar fotovoltaica. Os modelos matemáticos em questão são Perez (PEREZ, *et al.,* 1990) e Hay-Davies (HAY e DAVIES, 1980), sendo que ambos programas computacionais (*PVsyst* e *PlantPredict*) dispõem da opção de simulação para ambos os modelos.

Ao final das simulações os valores de transposição para o plano inclinado devem ser comparados entre si (Perez do *PVsyst* versus Perez do *PlantPredict*) e separadamente (Perez versus Hay). Este procedimento tem o intuito de ao final das simulações, apresentar o modelo que mais se adequa a cada situação.

Para o estudo realizado ao longo da dissertação de mestrado, foi utilizado o modelo matemático de decomposição de Erbs (ERBS, *et al.* 1982), juntamente com os modelos de transposição de Perez (PEREZ, *et al.*, 1990) e de Hay-Davies (HAY & DAVIES, 1980), devido aos diversos trabalhos encontrados na literatura que apresentam a validade dos modelos que foram utilizados neste trabalho.

3.8 ESPECTRO SOLAR

Segundo a proposta do programa computacional *PlantPredict* este é um dos aspectos de maior importância do uso do programa computacional, visto que o *PVsyst* não considera potenciais ganhos ou perdas espectrais. O valor simulado nesta etapa deverá aproximar o resultado simulado do real (PASSOW *et al.*, 2015). Como requisitos de entrada para avaliar o desempenho espectral é necessário informar a umidade relativa local ou pode-se informar os valores de massa de ar. Neste estudo apenas

a umidade relativa foi incluída como dado de entrada visto que estes foram dados medidos ou com registro de dados histórico.

3.9 COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS

Esta etapa consiste na análise de todos os sistemas FV selecionados. Com isto, é gerado um relatório que se utiliza para comparar os valores de PR referentes a cada programa computacional de simulação e os PRs medidos a partir dos valores de irradiação dos bancos de dados. O PR deve ser analisado de forma detalhada, visto que diversos parâmetros influenciam diretamente o mesmo.

Além disso, a produtividade (*Yield*) anual do sistema fotovoltaico é o principal resultado a ser comparado, pois está relacionado diretamente à viabilidade econômica. Esta informação é determinante para um SFV; sendo assim a distinção entre resultados proporcionados pelos programas computacionais e o sistema medido caracterizam perdas ou ganhos monetários.

Foram analisados 17 anos de simulações de geração e PR detalhada da usina de Assu, uma vez que se dispõe de 17 anos de dados históricos de radiação solar para simulação e que podem servir como base para comparação. No caso dos sistemas fotovoltaicos de pequeno porte do Fotovoltaica – UFSC foi avaliado o ano de 2018, devido aos dados reais medidos e acessíveis de geração dos sistemas fotovoltaicos em operação, os quais foram comparados com os dados simulados no *PlantPredict* e *PVsyst*.

4 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos a partir da metodologia explicitada no capítulo anterior.

4.1 SIMULAÇÕES NO *PVSYST* E *PLANTPREDICT* – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DO LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA UFSC

Os resultados aqui apresentados são decorrentes de simulações nos programas computacionais *PVsyst* e *PlantPredict* que utilizam como base de dados o Meteonorm 7.1 e dados medidos *in loco* para os dois sistemas fotovoltaicos de 2,2 kWp cada e que utilizam a tecnologia de filmes finos de telureto de cádmio (CdTe) presentes no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

Cada sistema de 2,2 kWp possui 20 módulos do modelo FS-4110-2 e FS-4110-2A e inversor de 2,5 kW do modelo ABB UNO-2.5- I- OUTD- S. A única diferença entre os dois sistemas é a camada Anti-reflexive coating dos módulos fotovoltaicos do modelo FS-4110-2A, o que leva a um rendimento superior de cerca de 3,6%/ano na energia gerada pelos módulos que refletem menos a luz. Sendo assim, para estes sistemas todos os dados de entrada são iguais, visto que estão na mesma orientação, inclinação e posição geográfica.

A Tabela 8 apresenta os resultados simulados no *PVsyst*, a qual é utilizada para comparar com outros dados simulados no *PlantPredict* e também com os dados medidos. Porém o *PVsyst* não considera o ganho/perda espectral, bem como não inclui o efeito produzido pelo albedo.

O item nas tabelas de simulação como: “sombreamento entre módulos mais edificação” corresponde ao sombreamento provocado entre os módulos adicionando o sombreamento provocado pela edificação presente no Laboratório Fotovoltaica UFSC, que afeta a geração da instalação dos SFV em estudo; portanto esses períodos foram descontados nos resultados das simulações. O sombreamento devido à edificação foi calculado de acordo com dados locais. Os períodos específicos do dia que havia diminuição da geração fotovoltaica de forma sistemática foram considerados como perdas por sombreamento (proporcional a diminuição da geração), visto que os sensores não estão sombreados enquanto o sistema fotovoltaico está.

Tabela 8: Simulação no PVsyst (Perez) – Dados dos sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC sem ARC.

Programa computacional PVsyst – Modelo matemático de Perez sem ARC			
	Valor	**Perdas/Ganhos**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.672	7,3%	100%
Sombreamento do horizonte	1.667	-0,3%	99,7%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.655	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.636	-1,1%	97,9%
Sujeira	1.586	-3,0%	94,9%
Perdas/ganhos espectrais	1.586	0,0%	94,9%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.581	-0,3%	94,6%
Perdas por temperatura	1.501	-4,8%	89,8%
Perdas de qualidade do módulo	1.484	-1,0%	88,8%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.484	0,0%	88,8%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.471	-0,8%	88,0%
Perdas no cabeamento CC	1.454	-1,0%	87,0%
Perdas no Inversor	1.454	0,0%	87,0%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.379	-4,5%	82,5%
Perdas no cabeamento CA	1.369	-0,5%	82,0%
Perdas no transformador	1.365	-0,3%	81,7%
TOTAL	**1.365**		**81,7%**

A Tabela 8 apresenta os resultados para a simulação utilizando o *PVsyst* e o modelo matemático de Perez (1990) de transposição da irradiância difusa. A radiação no plano inclinado corresponde à transposição. O sombreamento do horizonte está relacionado a obstruções exteriores ao sistema

instalado, enquanto que o sombreamento entre módulos e edificação está relacionado exclusivamente à edificação do Bloco B do laboratório Fotovoltaica UFSC (visto que sombreamento entre módulos é de 0,1%) foi considerado neste item o sombreamento do Bloco B. As perdas por sujeira são estimadas de acordo com dados medidos *in loco*, bem como de trabalhos acadêmicos realizados para a localidade de Florianópolis.

O ganho/perda espectral na simulação realizada no *PVsyst* é de 0%, visto que este não apresenta nenhum modelo de cálculo que inclua questões espectrais.

Com relação a outras perdas como irradiação, temperatura, qualidade do módulo, perdas PID+LID, *missmatching*, cabeamento CC, perdas no inversor, limitação do inversor e demais perdas, as que se destacam são perdas por temperatura e estas são relevantes, pois são quase sempre inevitáveis, visto que o módulo sofre aquecimento ao receber radiação solar. A perda *Light Induced Degradation* (LID) que consiste na degradação do módulo em suas primeiras horas de exposição à luz solar, é de 0% para os módulos de tecnologia de CdTe. As perdas de qualidade do módulo e cabeamento são pré-estabelecidas de acordo com estudos encontrados na literatura.

O PR e a *Yield* encontrados foram de 81,7% e 1365 kWh/kWp/ano para os sistemas de 2,2 kWp localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

Na Tabela 9 são apresentados os resultados referentes à simulação no *PVsyst* para o sistema fotovoltaico com camada anti-reflexive coating (ARC).

Tabela 9: Simulação no PVsyst (Perez) – Dados dos sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC com ARC.

Programa computacional PVsyst – Modelo matemático de Perez com ARC			
	Valor	**Perdas/Ganhos**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.672	7,3%	100%
Sombreamento do horizonte	1.667	-0,3%	99,7%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.655	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.637	-1,1%	97,9%
Sujeira	1.589	-2,9%	95,0%
Perdas/ganhos espectrais	1.589	0,0%	95,0%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.584	-0,3%	94,7%
Perdas por temperatura	1.503	-4,8%	89,9%
Perdas de qualidade do módulo	1.487	-1,0%	88,9%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.487	0,0%	88,9%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.473	-0,8%	88,1%
Perdas no cabeamento CC	1.457	-1,0%	87,1%
Perdas no Inversor	1.457	0,0%	87,1%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.381	-4,5%	82,6%
Perdas no cabeamento CA	1.371	-0,6%	82,0%
Perdas no transformador	1.366	-0,3%	81,7%
TOTAL	**1.366**		**81,7%**

A Tabela 9 apresenta pouca variação quando comparada ao sistema sem ARC, as únicas modificações são relacionadas às perdas por reflexão com decréscimo de 1,1% para cerca de 1% de

perda. Além disso, a sujeira apresentou variação de 3,0% para 2,9%, porém estas variações sao mínimas e podem ser irrelevantes, visto que existe um erro envolvido nas simulações.

As Tabelas 10 e 11 apresentam os resultados de simulação do PlantPredict.

Tabela 10: Simulação no programa computacional PlantPredict (Perez) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC sem ARC.

Programa computacional *PlantPredict* – Modelo matemático de Perez sem ARC			
	Valor	**Perdas/Ganhos**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.676	7,6%	100%
Sombreamento do horizonte	1.671	-0,3%	99,7%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.660	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.640	-1,2%	97,8%
Sujeira	1.589	-3,0%	94,8%
Perdas/ganhos espectrais	1.650	3,6%	98,4%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.647	-0,2%	98,2%
Perdas por temperatura	1.569	-4,7%	93,6%
Perdas de qualidade do módulo	1.569	0,0%	93,6%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.569	0,0%	93,6%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.552	-1,0%	92,6%
Perdas no cabeamento CC	1.538	-0,9%	91,8%
Perdas no Inversor	1.533	-0,3%	91,5%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.443	-5,4%	86,1%
Perdas no cabeamento CA	1.427	-1,0%	85,1%
Perdas no transformador	1.422	-0,3%	84,8%
TOTAL	**1.422**		**84,8%**

Tabela 11: Simulação no programa computacional PlantPredict (Perez) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC com ARC.

Programa computacional *PlantPredict* – Modelo matemático de Perez com ARC			
	Valor	Perdas/Ganhos	PR
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.676	7,6%	100%
Sombreamento do horizonte	1.671	-0,3%	100%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.660	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.643	-1,0%	98,0%
Sujeira	1.593	-3,0%	95,0%
Perdas/ganhos espectrais	1.654	3,7%	98,7%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.650	-0,2%	98,5%
Perdas por temperatura	1.572	-4,7%	93,8%
Perdas de qualidade do módulo	1.572	0,0%	93,8%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.572	0,0%	93,8%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.556	-1,0%	92,8%
Perdas no cabeamento CC	1.542	-0,9%	92,0%
Perdas no Inversor	1.537	-0,3%	91,7%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.447	-5,4%	86,3%
Perdas no cabeamento CA	1.431	-1,0%	85,3%
Perdas no transformador	1.426	-0,3%	85,0%
TOTAL	**1.426**		**85,0%**

Considerando os dados apresentados na Tabela 10, o programa computacional *PlantPredict* apresenta maior geração que as simulações realizadas no PVsyst, a qual está relacionada além de outros fatores ao modelo mais avançado capaz de avaliar o ganho/perda espectral. O ganho de transposição no modelo de Perez (1990) simulado no programa computacional PlantPredict foi superior ao encontrado na simulação do PVsyst de 7,6% para 7,3% respectivamente.

Como principal consequência do ganho espectral a *Performance Ratio* (PR) apresenta o valor de 84,8%, enquanto que o valor de 81,6% foi calculado pelo programa computacional *PVsyst* como mostrado na Tabela 8. Em outros aspectos os resultados são bem próximos, com erro de 0,1% aproximadamente para a simulação realizada no ano de 2018 com os dados de entrada parametrizados e com correções feitas dos dados locais. A correção está relacionada ao sombreamento causado pelas edificações conforme dados medidos in loco.

Já a Tabela 11 que envolve o sistema com ARC, não apresentou diferenças significativas para a Tabela 10 com o modelo sem ARC. As diferenças encontradas entre as simulações realizadas no PlantPredict (com e sem ARC) são caracterizadas pelo maior ganho espectral no sistema com ARC (ganho de 3,7% mediante 3,6% no sistema sem ARC), bem como a perda por reflexão que diminuiu de -1,2% para -1,0%.

A Tabela 12 demonstra os resultados simulados com o modelo matemático de Hay e Davies (1980), o qual é um modelo clássico e robusto que apresenta bons resultados para serem comparados com o modelo de Perez (1990), mesmo quando o conhecimento da radiação difusa não é detalhado. Esta comparação tem o intuito de verificar qual modelo matemático mais se adequa ao sistema fotovoltaico no Laboratório Fotovoltaica UFSC

Tabela 12: Simulação no programa computacional PVsyst (modelo de Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

Programa computacional *PVsyst* – Modelo matemático de Hay e Davies (1980) sem ARC			
	Valor	**Perdas/Ganhos**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.648	5,8%	100,0%
Sombreamento do horizonte	1.643	-0,3%	99,7%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.632	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.613	-1,1%	97,9%
Sujeira	1.563	-3,0%	94,9%
Perdas/ganhos espectrais	1.563	0,0%	94,9%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.558	-0,3%	94,6%
Perdas por temperatura	1.485	-4,7%	89,9%
Perdas de qualidade do módulo	1.470	-1,0%	88,9%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.470	0,0%	88,9%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.458	-0,8%	88,1%
Perdas no cabeamento CC	1.445	-0,9%	87,2%
Perdas no Inversor	1.440	-0,3%	86,9%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.376	-4,5%	82,4%
Perdas no cabeamento CA	1.369	-0,5%	81,9%
Perdas no transformador	1.365	-0,3%	81,6%
TOTAL	**1.365**		**81,6%**

Tabela 13: Simulação no programa computacional PVsyst (modelo de Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

Programa computacional *PVsyst* – Modelo matemático de Hay e Davies (1980) com ARC			
	Valor	**Perdas/Ganhos**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.648	5,8%	100%
Sombreamento do horizonte	1.643	-0,3%	99,7%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.632	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.615	-1,0%	98,0%
Sujeira	1.565	-3,0%	95,0%
Perdas/ganhos espectrais	1.565	0,0%	95,0%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.560	-0,3%	94,7%
Perdas por temperatura	1.486	-4,7%	90,0%
Perdas de qualidade do módulo	1.474	-0,8%	89,2%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.474	0,0%	89,2%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.463	-0,8%	88,4%
Perdas no cabeamento CC	1.450	-0,9%	87,5%
Perdas no Inversor	1.445	-0,3%	87,2%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.380	-4,5%	82,7%
Perdas no cabeamento CA	1.373	-0,5%	82,2%
Perdas no transformador	1.369	-0,3%	81,9%
TOTAL	**1.369**		**81,9%**

As Tabelas 12 e 13 apresentam resultados de geração e PR muito próximos ao modelo de Perez, porém com uma transposição muito menor que no modelo de Perez onde representava 7,6% e no modelo de Hay e Davies apenas 5,8%. Entre as Tabelas 12 e 13 que envolvem o mesmo modelo matemático e só a camada ARC que as diferencia, os valores encontrados divergem apenas na porcentagem de perdas por reflexão e perdas por qualidade do módulo. Lembrando que a simulação do PVsyst não contempla o modelo de ganho espectral. O PR com camada ARC aumentou de 81,6% para 81,9%.

As Tabelas 14 e 15 remetem a simulação no modelo de Hay e Davies (1980) com e sem camada ARC no PlantPredict.

Tabela 14: Simulação no programa computacional PlantPredict (Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

Programa computacional PlantPredict – Modelo matemático de Hay e Davies (1980) sem ARC			
	Valor	**Perdas/Ganhos**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.680	7,8%	100%
Sombreamento do horizonte	1.674	-0,3%	100%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.663	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.641	-1,3%	97,7%
Sujeira	1.591	-3,0%	94,7%
Perdas/ganhos espectrais	1.648	3,4%	98,1%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.644	-0,2%	97,9%
Perdas por temperatura	1.563	-4,9%	93,0%
Perdas de qualidade do módulo	1.563	0,0%	93,0%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.563	0,0%	93,0%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.537	-1,0%	92,0%
Perdas no cabeamento CC	1.523	-0,9%	91,1%
Perdas no Inversor	1.518	-0,3%	90,8%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.431	-5,7%	85,1%
Perdas no cabeamento CA	1.417	-1,0%	84,1%
Perdas no transformador	1.412	-0,3%	83,8%
TOTAL	**1.412**		**83,8%**

Diferentemente do que aconteceu nas simulações de envolvendo o modelo matemático de Perez, a simulação envolvendo o modelo de Hay e Davies (1980) apresentou uma transposição maior considerando PlantPredict *versus* PlantPredict. Houve um aumento de 7,6% para 7,8% de transposição, porém as perdas apresentadas neste modelo são maiores e tanto a geração quanto PR apresentam estimativas inferiores no modelo de Hay e Davies (1980).

Tabela 15: Simulação no programa computacional PlantPredict (Hay e Davies) – Sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

Programa computacional PlantPredict – Modelo matemático de Hay e Davies (1980) com ARC			
	Valor	**Perdas/Ganhos**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	1.558		
Irradiação no plano inclinado	1.680	7,8%	100%
Sombreamento do horizonte	1.674	-0,3%	100%
Sombreamento entre módulos + edificação	1.663	-0,7%	99,0%
Perdas por reflexão	1.643	-1,2%	97,8%
Sujeira	1.594	-2,9%	94,9%
Perdas/ganhos espectrais	1.652	3,5%	98,4%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	1.656	0,2%	98,6%
Perdas por temperatura	1.576	-4,8%	93,8%
Perdas de qualidade do módulo	1.576	0,0%	93,8%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	1.576	0,0%	93,8%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	1.560	-1,0%	92,9%
Perdas no cabeamento CC	1.546	-0,9%	92,0%
Perdas no Inversor	1.541	-0,3%	91,7%
Perdas de limitação de potência do inversor	1.451	-5,4%	86,4%
Perdas no cabeamento CA	1.434	-1,0%	85,4%
Perdas no transformador	1.429	-0,3%	85,1%
TOTAL	**1.429**		**85,1%**

A Tabela 12 apresenta que apesar do ganho devido à transposição ser maior, as perdas foram mais relevantes neste modelo de simulação e tanto o PR quanto a *Yield* final foram menores. Para observar qual mais se adequa ao estudo os valores simulados foram comparados com a *Yield* medida dos sistemas fotovoltaicos em operação que está apresentada na Tabela 16.

Os dados das Tabelas 8 até a Tabela 15 podem ser comparados com dados medidos de geração de energia ao longo do ano de 2018 no Laboratório Fotovoltaica UFSC (Tabela 16). Para os sistemas fotovoltaicos estudados foram selecionados 514.573 dados medidos de minuto a minuto correspondentes ao ano 2018. Visto que um ano completo tem 525.600 minutos, o valor medido foi aproximado para completar os dados faltantes.

Tabela 16: Dados medidos para os sistemas FV no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

Dados medidos - Laboratório Fotovoltaica UFSC			
Sistema Fotovoltaico	Número de dados medidos	Número de dados ajustado	Yield kWh/kWp/ano
2,2 kWp sem *anti-reflexive coating*	514573	525600	1468
2,2 kWp com *anti-reflexive coating*	514573	525600	1513

Os dados simulados no *PVsyst* e *PlantPredict* para o sistema sem ARC e modelo matemático de Perez (1990) apresentam valores de *Yield* que correspondem a 93,0% e 96,9% respectivamente da produtividade medida in loco no Laboratório Fotovoltaica UFSC. Neste caso, o ganho espectral calculado pelo modelo do *PlantPredict* trouxe benefícios tornando o resultado final mais aproximado do valor medido. Para os sistemas sem ARC no modelo de Hay e Davies (1980), apesar do maior ganho de transposição no modelo de Perez (1990), o resultado de *Yield* encontrado no *programa computacional* PVsyst foi igual, sendo 93,0% do valor medido in loco, já no PlantPredict a produtividade foi menor, cerca de 96,2% do valor medido.

Visto que as simulações não apresentam grandes variações entre sistemas sem ARC e com ARC e que o valor medido *in loco* tem diferença de cerca de 3,0%, os programas computacionais em estudo apresentaram valores mais distantes dos medidos. Para os sistemas sem ARC no modelo de Perez (1990) no PVsyst e PlantPredict, a *Yield* encontrada é aproximadamente 90,3% e 94,2% respectivamente. No modelo de Hay e Davies os valores encontrados se aproximam dos medidos em 90,5% no PVsyst e 94,4% no PlantPredict.

4.2 ANÁLISE DE INCERTEZA

A avaliação de incerteza padrão tipo B por outros meios que não a análise estatística de uma série de observações é normalmente baseada em julgamentos científicos utilizando todas as informações disponíveis como conhecimento geral dos equipamentos, dados dos fabricantes, incertezas atribuídas a dados de referência proveniente de manuais ou publicações. Neste caso os dados dos fabricantes foram utilizados como base para a construção da Tabela 6.

A Tabela 7 apresenta as variáveis utilizadas para calcular a incerteza das simulações. Os dados importados diretamente do Meteonorm 7.1 também apresentam variações e devem ser calculadas de acordo com as instruções no modelo de simulação do *PlantPredict*. Como os dados de entrada do *PVsyst* são os mesmos, pois estes devem estar padronizados, foi considerado o mesmo erro total das simulações no *PVsyst* e *PlantPredict*.

Utilizando as Equações 3 e 4 (Eq. 3 e Eq. 4) para calcular os erros, considera-se a base de dados do Meteonorm 7.3 que apresenta o valor de 4,5 % para o σ_{IA} que é a variação ano a ano da energia solar em um determinado local. Além desses dados o período analisado (N) é de 10 anos e os demais dados necessários para os cálculos foram selecionados na base de dados do PlantPredict que estima $\sigma_B$de 3%, σ_A 1% segundo dados do PlantPredict e σ_{SV} é de 0,5% visto que as medições são para Florianópolis e apenas dependeria das coordenadas locais.

$$\sigma_{G,pred} = \sqrt{\left(\frac{4,5}{\sqrt{10}}\right)^2 + 3^2 + 1^2 + 0,5^2}$$

$$\sigma_{G,pred} = 3,50\%$$

Para obter o erro total de simulação utiliza-se a Eq. 2:

$$\sigma_{tot} = 4,55\ \%$$

Sendo σ_M a incerteza de entrada e erros intrínsecos do modelo, o *PlantPredict* apresenta um valor médio de 2,9%. Assim o erro total estimado para estas simulações no *PlantPredict* é de 4,55%.

Além disso, para os dados de entrada da estação solarimétrica do Laboratório Fotovoltaica UFSC foram obtidos a partir do estudo de Mantelli *et al.*, (2019). Na Tabela 17 são apresentados apenas os sensores que foram utilizados como dados de entrada nas simulações.

Tabela 17: Análise de incertezas para os equipamentos usados para medição de dados da estação solarimétrica no Laboratório Fotovoltaica UFSC, Mantelli et al., (2019).

	Modelo	**Incerteza do sensor**	**Análise de incerteza tipo B**
Global Difusa Inclinada	2x SMP22 3x SMP11 SMP10	± 0,1 Wm^{-2}	± 0,1 Wm^{-2}
Temperatura	HMP155	± 0,1 °C	± 3,58 °C
Pluviométrico	TBL-4	± 0,05 mm	± 0,05 mm
Velocidade do vento	Windsonic1	± 2% @ 12 m/s	± 2%

4.3 SIMULAÇÕES NO *PVSYST* E *PLANTPREDICT* – USINA DE ASSU

A SOLARGIS serviu como base de dados de entrada para a simulação da usina de Assu, visto que a SOLARGIS conta a base de dados históricos (2000 a 2016) de irradiação, temperatura ambiente, umidade relativa entre outros dados para a localidade de Assu no Rio Grande do Norte (RN).

Nas simulações são utilizados os modelos matemáticos de Hay e Davies, bem como o modelo de Perez. Além disso, os dados são comparados posteriormente com as simulações no *PVsyst*. Para a localidade não são utilizados dados medidos, apenas são apresentados os comparativos entre modelos matemáticos e entre *programas computacionais*.

Na Tabela 18 são apresentados os resultados das simulações no *PlantPredict* dos 17 anos de dados obtidos na SOLARGIS com o modelo de Hay e Davies. É possível verificar de acordo com as cores os pontos cruciais em que o sistema fotovoltaico apresenta maiores perdas e suas variações ao longo dos anos.

Tabela 18: Simulações no programa computacional PlantPredict, utilizando o modelo de transposição de Hay e Davies (1980) no período de 2000 a 2016 para Assu.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Média
Yield	2016	2066	2062	2115	2063	2018	2090	2042	1997	1992	1989	1938	2088	2074	2048	2120,39	2.118,63	2.051,44
PR	69,6	71,7	74,2	70,5	73,7	69,3	74,1	69,2	70,1	72,3	71,6	71	70,6	72,5	73	69,62	70,79	71,50
Transposition On POA %	38,4	36,7	32,8	39,2	33,2	38,6	34	38,8	37,3	35,6	36	35,8	37,2	36,1	36	40,14	38,41	36,62
Far Shadings / Horizon %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Near Shading On Global %	-9,8	-9,2	-7,8	-9,3	-7,6	-9,8	-7,9	-9,9	-9,2	-8,7	-9,1	-9,4	-9,1	-8,5	-8,6	-9,4	-9,09	-8,91
IAM Factor On Global %	-1,3	-1,4	-1,3	-1,2	-1,3	-1,4	-1,4	-1,3	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,3	-1,4	-1,4	-1,23	-1,23	-1,32
Module Irradiance %	-0,9	-0,6	-0,3	-0,8	-0,4	-1	-0,3	-1	-0,9	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	-0,5	-0,4	-0,91	-0,75	-0,64
Module Temperature %	-8,6	-8,4	-8,2	-8,8	-8,2	-8,8	-8,2	-8,9	-8,5	-8,2	-8,5	-8,3	-8,8	-8,5	-8,3	-8,95	-9	-8,53
Spectral %	4,04	4,09	4,05	4,08	4,04	4,11	4,09	4,11	4,03	3,95	4,13	4,02	4,18	4,22	4,16	4,16	4,22	4,10
Soiling %	-2,7	-2,7	-2,8	-2,7	-2,8	-2,7	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,72	-2,73	-2,73
Module Quality %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Module Mismatch %	-0,5	-0,6	-0,6	-0,5	-0,6	-0,5	-0,6	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	-0,6	-0,6	-0,54	-0,54	-0,55
DC Health %	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,91
Light Induced Degradation %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
DC Wiring Loss %	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0,99	-1,01	-1,00
Inverter Efficiency %	-2,4	-2,4	-2,5	-2,4	-2,5	-2,3	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,34	-2,36	-2,39
Inverter Limitation %	-7,2	-5,8	-4,5	-6,6	-5,1	-7,4	-4,6	-7,3	-7,2	-5,5	-5,9	-6,2	-6,6	-5,5	-5,1	-7,29	-6,37	-6,05
Inverter Cooling %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Tracker Motor Losses %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,09	-0,09	-0,09
Data Acquisition & AUX %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,07	-0,07	-0,07
MV Transformers %	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,92	-0,93	-0,92
AC Collection Lines %	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0,99	-0,99	-0,99

A Tabela 18 apresenta os principais pontos críticos de perdas da usina de Assú, devido às coordenadas locais e sabendo-se que o local apresenta temperaturas elevadas ao longo do ano pode-se perceber que a perda por temperatura (*module temperature*) é em média 8,5%; outro fator que está influenciando diretamente na geração é as perdas por sombreamento e também a limitação do inversor. Se os módulos estiverem operando com uma capacidade que excede a capacidade do inversor, ocorre um "corte", resultando na perda de limitação do inversor. Além disso, os modelos de simulação incluem outros cálculos que estão de acordo com o ajuste da curva PV.

Outro aspecto importante da simulação é o ganho espectral que está em torno de 4% para a região em estudo e isto é muito considerável quando avalia-se a viabilidade de um projeto de grande porte como a usina de Assu.

A utilização do sistema de rastreamento solar representa um ganho considerável que é representado pela transposição para o plano inclinado.

A Tabela 18 apresenta a simulação no PlantPredict com o modelo matemático de Perez (1990) e pode ser comparado com os dados da Tabela 19.

Tabela 19: Simulações no programa computacional PlantPredict com modelo matemático de Perez (1990) no período de 2000 a 2016 para Assu.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Média
Yield	2061	2108	2103	2153	2103	2066	2137	2082	2046	2029	2033	1977	2134	2118	2086	2165	2153	2093
PR	72,2	73,6	75,6	72,4	75,2	71,9	75,7	71,6	72,7	74,1	73,3	73,1	72,9	74,2	74,5	72,1	72,9	73,5
Transposition On POA %	36,4	35,8	32,8	37,8	33,0	36,7	34,1	36,9	35,7	34,8	35,7	34,5	35,9	35,9	35,8	38,3	36,6	35,6
Far Shadings / Horizon %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Near Shading On Global %	-9,8	-9,1	-7,8	-9,3	-7,6	-9,7	-7,9	-9,8	-9,2	-8,7	-9,0	-9,4	-9,0	-8,5	-8,6	-9,4	-9,1	-8,9
IAM Factor On Global %	-1,3	-1,3	-1,3	-1,2	-1,3	-1,3	-1,4	-1,3	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,3	-1,4	-1,4	-1,2	-1,2	-1,3
Module Irradiance %	-0,3	-0,1	-0,3	-0,3	0,0	-0,3	0,1	-0,3	-0,3	-0,1	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,3	-0,2	-0,2
Module Temperature %	-8,1	-8,1	-8,2	-8,4	-7,9	-8,3	-7,9	-8,4	-8,1	-7,8	-8,2	-7,9	-8,4	-8,3	-8,1	-8,5	-8,6	-8,2
Spectral %	4,0	4,1	4,1	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,0	3,9	4,1	4,0	4,2	4,2	4,1	4,1	4,2	4,1
Soiling %	-2,7	-2,7	-2,8	-2,7	-2,8	-2,7	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7
Module Quality %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Module Mismatch %	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
DC Health %	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9
Light Induced Degradation %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DC Wiring Loss %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,1	-1,1	-1,0	-1,1	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,1	-1,0	-1,0	-1,1	-1,0
Inverter Efficiency %	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,5	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,5
Inverter Limitation %	-5,1	-4,3	-4,5	-5,2	-3,9	-5,4	-3,3	-5,6	-5,2	-4,2	-4,5	-4,6	-4,9	-4,1	-3,9	-5,5	-4,9	-4,6
Inverter Cooling %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tracker Motor Losses %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Data Acquisition & AUX %	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
MV Transformers %	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9
AC Collection Lines %	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0

Tabela 19: Simulações no programa computacional PlantPredict com modelo matemático de Perez (1990) no período de 2000 a 2016 para Assu.

De acordo com a Tabela 19 é possível verificar que o modelo matemático utilizado apresenta uma transposição para o plano inclinado considerável, porém inferior ao apresentado no modelo de Hay e Davies (1980). Porém apesar do ganho na transposição ser maior no modelo de Hay e Davies o desempenho do sistema fotovoltaico da usina de Assu é maior quando simulado no modelo de Perez. O PR também é maior no modelo de Perez com valor de 73,5 enquanto no modelo de Hay o PR encontrado foi de 71,5.

A média do ganho espectral foi de 4,1% para os 17 anos simulados, visto que a tecnologia do sistema fotovoltaico é a mesma e o modelo considera fatores climáticos, os quais também são padronizados para Assu/RN.

Tabela 20:Perdas estimadas pelo programa computacional PVsyst para os dados da usina de Assu.

Programa computacional	**PVsyst**		
	Valor	**Perdas**	**PR**
	kWh/m²	%	%
Irradiação global horizontal	2.100		
Irradiação no plano inclinado	2.630	25,2%	100%
Sombreamento do horizonte	2.622	-0,3%	99,7%
Sombreamento entre módulos	2.505	4,5%	95,2%
Perdas por reflexão	2.476	-1,1%	94,1%
Sujeira	2.384	-3,5%	90,6%
Perdas/ganhos espectrais	2.384	0,0%	90,6%
	kWh/kWp	%	%
Perdas por irradiação	2.378	-0,2%	90,4%
Perdas por temperatura	2.202	-6,7%	83,7%
Perdas de qualidade do módulo	2.180	-0,8%	82,9%
Perdas por degradação induzida (PID+LID)	2.180	0,0%	82,9%
Perdas de interconexão (*mismatching*)	2.157	-0,9%	82,0%
Perdas no cabeamento CC	2.150	-0,3%	81,7%
Perdas no Inversor	2.085	-2,5%	79,3%
Perdas de limitação de potência do inversor	2.073	-0,5%	78,8%
Perdas no cabeamento CA	2.059	-0,5%	78,3%
Perdas no transformador	2.042	-0,7%	77,6%
TOTAL	**2.042**		**77,6%**

A Tabela 20 apresenta os dados de simulação para a usina de Assú e *PlantPredict*. Existe uma divergência na transposição para o plano inclinado de aproximadamente 10%. Apesar disso, o resultado final da simulação apresenta erro de 2% para a *Yield* e 4,4% para a *Performance Ratio* (PR).

Sendo assim, o ganho da transposição extra resultante do modelo calculado no *PlantPredict*, bem como os 4,1% de ganho espectral estimado na simulação chegam a valores próximos do simulado no *PVsyst*.

O fator sombreamento entre módulos apresenta uma significativa variação para os dois programas computacionais. Enquanto no *PVsyst* a perda é de 4,5% o *PlantPredict* estima 8,9% de perda.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho analisou e comparou os resultados de dois programas computacionais de simulação (*PVsyst* e *PlantPredict*) com os resultados medidos de dois sistemas fotovoltaicos em operação localizados no Laboratório Fotovoltaica da UFSC em Florianópolis – Brasil. Além disso, foram apresentados os dados simulados para a usina fotovoltaica de Assu, localizada em Assu – RN. No caso da usina não foram utilizados dados medidos, apenas os simulados com uma base de dados de entrada do Solargis no período de 2000 a 2016.

Considerando os SFV do Laboratório Fotovoltaica UFSC sem camada Anti-reflexive coating (ARC) e o cálculo de erros envolvidos na simulação, bem como dos dados de entrada, pode-se afirmar que os valores encontrados ao final da simulação estão de acordo com os dados medidos de geração. A diferença entre os dados medidos *in loco* de geração e os valores apresentados pela simulação do *PlantPredict* no modelo de Perez é de 3,1% enquanto o erro na análise de incerteza apresentou o valor de 4,55%. Já para a simulação no *PVsyst* a diferença de geração estimada para os resultados medidos foi de aproximadamente 7,0% a menos. Nas simulações utilizando o modelo e Hay e Davies (1980) o PlantPredict apresentou resultado mais distante dos dados medidos, enquanto o PVsyst se aproximou mais da *Yield*.

Os resultados simulados do Laboratório Fotovoltaica UFSC com ARC apresentaram maior divergência quando comparados aos resultados medidos, visto que nos resultados simulados houve pouca variação nos valores de *Yield* e nos dados medidos houve variação de +3,4%. Sendo assim, as simulações no PVsyst com ARC tiveram divergência de aproximadamente 10% com os resultados medidos e as simulações do PlantPredict aproximadamente 6,2%.

A influência da camada ARC foi considerável nos resultados medidos, porém na simulação não houve diferenças notáveis e isso deve-se ao modelo dos programas computacionais tanto no PlantPredict como PVsyst. Seria preciso avaliar outros sistemas em operação que possam ser medidos para então caracterizar o modelo e a influência da camada ARC na *Yield* e PR.

Deve-se considerar que havia 514.573 (resolução de tempo em minutos) dados medidos no ano de 2018, provenientes do sistema de aquisição de dados instalado no próprio Laboratório Fotovoltaica UFSC, os quais foram ajustados para 525.600 para completar um ano de dados. Nesta etapa de ajuste existe um erro envolvido, visto que os dados restantes foram aproximados de acordo com os demais meses do ano.

Nas simulações o ganho espectral teve um efeito importante a ser analisado em todas as simulações locais (Florianópolis – Brasil). A simulação no *PlantPredict* apresentou um ganho espectral de 3,6%, já o programa computacional *PVsyst* não avalia este ganho/perda. Além disso, no trabalho de Braga *et al.*, (2019), foi comprovado que para a região em estudo existe um efeito

espectral e que apresenta um ganho significativo para a geração de energia solar fotovoltaica. No trabalho de Braga *et al.*, (2019) o ganho espectral encontrado foi de 2%.

A evidência do efeito espectral torna o programa computacional *PVsyst* limitado quando comparado ao *PlantPredict* em questões de modelagem. No contexto de uma ferramenta de modelagem fotovoltaica, o fator espectral pode ser pensado como um fator de perda ou ganho que varia ao longo do ano.

O efeito espectral pode ser calculado de várias maneiras, dependendo da disponibilidade de dados climáticos e da tecnologia do módulo fotovoltaico. Historicamente, a porção de massa de ar do modelo de desempenho do *Sandia National Labs* tem sido usada para prever a mudança espectral dos módulos de silício cristalino. Mais recentemente, vários estudos mostraram que, para os módulos de telureto de cádmio (CdTe), esse modelo é altamente impreciso e um modelo baseado em água precipitável é mais apropriado. O programa computacional *PlantPredict* usa como padrão o modelo de massa de ar do *Sandia National Labs* para módulos de silício cristalino e o modelo de água precipitável para módulos CdTe.

Para os dados medidos, na simulação os dados de entrada foram ajustados em coerência com a geração de energia, visto que os sensores não sofrem sombreamento, enquanto que o sistema fotovoltaico real tem sombreamento causado pelo Bloco B do laboratório Fotovoltaica UFSC e também pelo aerogerador (este com menor influência). A perda estimada para estes sombreamentos foi de 0,7% no decorrer do ano.

Dos resultados avaliados entre simulações, o modelo matemático em questão também foi analisado e trouxe diferenças consideráveis. Os modelos avaliados de Perez, bem como o de Hay e Davies tiveram divergências e para este estudo o modelo de Perez se aproximou de forma m . 86 precisa dos resultados medidos.

As simulações envolvendo a usina de Assu para os 17 anos de dados de climáticos simulados nos programas computacionais PVsyst e PlantPredict, apresentam resultados de *Yield* próximos, porém a análise detalhada da *Performance Ratio* (PR) envolve divergências consideráveis nas perdas/ganhos. Apesar de utilizar o mesmo modelo para a transposição para o plano inclinado as simulações apresentaram divergências de aproximadamente 10%. Além disso, outros dados divergem de forma expressiva, com erros de aproximadamente 2% a 4,5% entre simulações.

É importante avaliar o ganho verificado pelo valor estimado de transposição para o plano inclinado de 25,2% (PVsyst) a 35,6% (PlantPredict) na usina de Assu, devido ao uso do rastreador solar, quando comparado aos sistemas fotovoltaicos presentes no Laboratório de Fotovoltaica UFSC com valores de transposição de até 7,6% que não contam com o uso desta tecnologia. Além disso, percebe-se uma diferença considerável no sombreamento entre módulos,

visto que o sistema no Laboratório Fotovoltaica UFSC é composto por uma única fileira de módulos enquanto a usina difere em relevo, quantidade de fileiras e distância entre fileiras.

Como contribuições futuras é preciso avaliar os dados de geração e perdas da usina de Assu para então entender melhor o comportamento do sistema fotovoltaico e das simulações realizadas. Para os sistemas localizados no Laboratório Fotovoltaica UFSC a utilização de outras tecnologias de módulos poderia ser utilizada em estudos futuros, bem como avaliar o desempenho de sistemas com rastreadores solares que foram instalados no local.

6 REFERÊNCIAS

ADAR, M., BAZINE, H., NAJIH, Y., BAHANNI, C., MABROUKI, M. Simulation Study of three PV Systems. Proceedings of 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2018.

ANDERSSON, B.A., JACOBSSON, S. Monitoring and assessing technology choice: the case of solar cells, Energy Policy 28 (2000) 1037–1047.

ANTONIOLLI, A. F. G. Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). ASTM G173 − 03: standard tables for reference solar spectral irradiances: direct normal and hemispherical on 37° tilted surface. West Conshohocken, 2012.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). ASTM E490-00A: STANDARD SOLAR CONSTANT AND ZERO AIR MASS SOLAR SPECTRAL IRRADIANCE TABLES. WEST CONSHOHOCKEN, 2014

BETTS, T. R. Investigation of photovoltaic device operation under varying spectral conditions. 2004. 129p. Tese de Ph.D - Loughborough University, Loughborough, 2004.

BRAGA, M. NASCIMENTO, L., RÜTHER, R. “Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates”. Solar Energy, v. 188, p. 976-988, 2019.

BREYER, Ch., 2012. Economics of Hybrid Photovoltaic Power Plants. Dissertation. University of Kassel.

BOSIO, A., G. ROSA, N. ROMEO. “Past, present and future of the thin film CdTe/CdS solar cells” Sol. Energy, 175, pp. 31-43, 2018.

CEMIG - COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Alternativas Energéticas: uma visão Cemig. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, RJ: Especial 2014.

COLLARES-PEREIRA M, RABL A. The average distribution of solar Radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. Sol Energy 1979;22:155-64.

CONGEDO, P. M. *et al.* Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy. Energy Conversion and Management, v. 68, p. 1–10, 2013.

DECKER, B.; JAHN, U. Performance of 170 grid connected PV plants in Northern Germanyâ Analysis of yields and optimization potentials.Solar Energy, 1997.

DIERAUF, T., GROWITZ, A. KURTZ, S. HANSEN, C. Weather-Corrected Performance Ratio. NREL Technical Report NREL/TP-5200-57991. (2013).

DIRNBERGER, D.; BLACKBURN, G.; MÜLLER, B.; REISE, C. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. Solar Energy Materials and Solar Cells, v.132, p. 431- 442, 2015.

DOBOS, A. P. e MACALPINE, S. M., "Procedure for applying IEC-61853 test data to a single diode model". IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2014.

ERBS D. G., KLEIN S. A., AND DUFFIE J. A., "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation," Solar Energy, vol. 28, no. 4, pp. 293–302, 1982.

FIRST SOLAR INTERNAL DOCUMENTATION, "PlantPredict PV Energy Simulation Algorithm Specifications," February 2015.

FIRST SOLAR, 2018a. First Solar Series 6TM Thin Film Modules - Next Generation Solar Energy. Google Scholar

FIRST SOLAR, 2018b. PD-5-401-06: First Solar Series 6TM Module Datasheet. Google Scholar

GORE, A. Nossa escolha: um plano para solucionar a crise climática. Our choice: a plan to solve the climate crisis. Barueri, SP: Manole, 2010.

GUEYMARD, C., 2006. SMARTS code (version 2.9.5). User's manual Google Scholar.

GUEYMARD, C., 1995. "A Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine: Algorithms and performance assessment" Florida Sol, Energy Cent (1995).

HAY, J.E., DAVIES, J.A., Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface. Proc. of First Canadian Solar Radiation Data Workshop, 1980, 59. Ministry of Supply and Services, Canada.

HULD, T. SURI, M. Performance of single-axis tracking photovoltaic systems in Europe. Photovolt. Int. 1-5. 2009.

IEA PVPS – International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2017. Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2016. St. Ursen. [Online]. Disponível em:
< http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot2017-Report.pdf >

IEA PVPS – International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2019. Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2016. St. Ursen. [Online]. Disponível em:
< http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_T1_35_Snapshot2019-Report.pdf >

ISHII, T.; OTANI, K.; TAKASHIMA, T. Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 19, n. 2, p. 141-148, 2011.

JAVED, W. GUO, B., FIGGIS, B. Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables. Solar Energy. Volume 157, 15 November 2017, Pages 397-407.

JUNIOR, U. S. Avaliação de programas computacionais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2013. Dissertação (Mestrado em Eficiência Energética). Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

KAPLAN, S., CALLAWAY R., NGAN, L., PASSOW, K. Use of the PlantPredict Application Programming Interface for Automating Energy Prediction-Based Analyses. IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC. 2018.

KHALID, A. M., MITRA, I., WARMUTH, W., SCHACHT, V. Performance ratio–crucial parameter for grid connected pv plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 65, p. 1139–1158, 2016.

KHOO, Y. S., Reindl, T., Aberle, A. G., & Member, S. (2014). Optimal Orientation and Tilt Angle for Maximizing in-Plane Solar Irradiation for PV Applications in Singapore, 4(2), 647–653.

KLUCHER TM, Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. Sol Energy 1979;23:111-4.

LEE, M. PANCHULA, A. F. Understanding next generation cadmium telluride photovoltaic performance due to spectrum. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015, 2015.

LIU B. & JORDAN R., “Daily insolation on surfaces tilted towards equator,” ASHRAE J., vol. 10, pp. 53–59, 1961.

LITTMANN, B. W., PANCHULA A. F. "Plantl'redict: A Utility-Scale Photovoltaic Modeling Programa computacional for Solar Project Lifecycle Assessement", PV Tech Power, vol. 3, pp. 41-46, May 2015.

MANTELLI, S. L., MARTINS, G. L., RÜTHER, R. “Uncertainty Analysis of Solar Monitoring Station: A Case Study”. 2019.

MARION J. ADELSTEIN, AND K. BOYLE. - Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems.Prepared for the 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition 2005, Florida, USA.

METEONORM. Global meteorological database version 7.1 <http://meteonorm.com/downloads>.

METZGER, W.K., GROVER, S.B, LU, D., COLEGROVE, E., MOSELEY, J., PERKINS, C.L., LI, X., MALLICK, R., ZHANG, W., MALIK, R., KEPHART, J., JIANG, C.-S., KUCIAUSKAS, D., ALBIN, D.S., AL-JASSIM, M.M., XIONG, G., GLOECKLER, M. “Exceeding 20% efficiency with in situ group V doping in polycrystalline CdTe solar cells”. Nature Energy v. 4, p. 837-845, 2019.

MINTS, P., SPV Market Solar Flare Report 2018 - Issue 3. Google Scholar. 2018.

MIRANDA, F. MACHADO, C.; Energia Solar Fotovoltaica: Uma breve revisão. Revista virtual de química. Niterói, RJ, vol. 7, n. 1, p. 126-143, 14, out. 2014.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y.; SMYTH, M.; NORTON, B. Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland.Energy Conversionand Management, 2006.

NARVARTE, L., LORENZO, E. Tracking gains and ground cover ratio. Progress in photovoltaics: research and applications 16 (8), 703-714, 2008. 95, 2008.

NASA. NASA, n.d. NASA Giovanni. URL https://giovanni.gsfc.nasa.gov/giovanni/.

NEVES, G. M. Influência do espectro da radiação solar em módulos fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado do Curso de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia Espaciais/Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores. São José dos Campos, São Paulo, 2016.

NARVARTE, L., LORENZO, E. Tracking gains and ground cover ratio. Progress in photovoltaics: research and applications 16 (8), 703-714, 2008. 95, 2008.

PACUDAN, R. Feed-in tariff vs incentivized self-consumption: Options for residential solar PV policy in Brunei Darussalam. Renewable Energy, v. 122, p. 362–374, 2018.

PASSOW, K. NGAN, L., LITTMANN, B., LEE, M. PANCHULA, A. F. Accuracy of energy assessments in utility scale PV power plant using PlantPredict. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015, 2015.

PASSOW, K., LEE, M., PANCHULA, A. F., SOLAR, F., & FRANCISCO, S. (2016). Evaluation of Diffuse Decomposition Models, 997–1001.

PEREIRA, E.B., MARTINS, F.R., GONÇALVES, A.R., COSTA, R.S., LIMA, F.J.L., RÜTHER, R., ABREU, S.L., TIEPOLO, G.M., PEREIRA, S.V., SOUZA, J.G. 2017. 2ª EDIÇÃO ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, INPE, São José dos Campos, Brazil. ISBN: 978-85-17-00089-8.

PEREZ R., INEICHEN P., SEALS R., MICHALSKY J., AND STEWART R., "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance," Solar Energy, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, 1990.

POWALLA, M., PAETEL, S., AHLSWEDE, E., WUERZ, R., WESSENDORF, C.D., MAGORIAN FRIEDLMEIER, T. Thin-film solar cells exceeding 22% solar cell efficiency: An overview on CdTe-, Cu(In,Ga)Se 2 -, and perovskite-based materials. Applied Physics Reviews, Vol. 5 (2018).

PVGIS, Solar irradiation and photovoltaic electricity potencial country an regional maps for Europe, European Union, 2001-2012. [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/]. 2013.

RAJ, A., GUPTA, M., PANDA, S. Design Simulation and Performance Assessment of Yield and Loss Forecasting for 100 KWp Grid Connected Solar PV System. 2016 2nd International Conference on Next Generation Computing Technologies (NGCT-2016).

RAGHOEBARSING, A. & KALPOE, A. Performance and economic analysis of a 27 kW grid-connected photovoltaic system in Suriname. IET Renewable Power Generation Volume 11, Issue 12, 18 October 2017, Pages 1545-1554.

RAMLI, M.A.M., PRASETYONO, E., WICAKSANA, R.W., SEDRAOUI, K., AL-TURKI, Y.A. "On the investigation of photovoltaic output power reduction due to dust accumulation and weather conditions". Renewable Energy, v.99, pp. 836-844, 2016.

REDA, I.M.; MYERS, D.R.; STOFFEL, T.L. (2008). Uncertainty Estimate for the Outdoor Calibration of Solar Pyranometers: A Metrologist Perspective. NCSLI Measure, The Journal of Measurement Science; 3(4), pp. 58-66.

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; KIEFER, K.; REISE, C. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2012.

RÜTHER, R. – Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas a rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis, SC: Labsolar, 2004.

RÜTHER, R.; LIVINGSTONE, J. Seasonal variations in amorphoues silicon solar module outputs and thin film characteristics. Solar Energy Materials and Solar Cells. v.36, p.29-43, 1994.

RÜTHER, R.; NASCIMENTO, L.; URBANETZ, J.; PFITSCHER, P.; VIANA, T. Long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, thin-film amorphous silicon PV installation in Brazil. EUA: Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. New York, 2010.

SANTOS, I. Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura. Tese de
doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

SANTOS, I.P., RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. Renewable Energy, v. 63, p. 116-124, 2014.

SCHILL, C.; BRACHMANN, S.; KOEHL, M. Impact of soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules. Solar Energy, v. 112, p. 259–262, 2015.

SHARMA, V. AND CHANDEL, S.S. Performance Analysis of a 190 kWp Grid Interactive Solar Photovoltaic Power Plant in India. Energy, 55, 476-485, (2013).

SINGH B, MUKHERJEE V, TIWARI P. A survey on impact assessment of DG and FACTS controllers in power systems. Renew Sustain Energy Rev 2015;42 (C):846–82.

SINHA, T., LILHARE, D., KHARE, A. "A review on the improvement in performance of CdTe/CdS thin-film solar cells through optimization of structural parameters". Journal of Materials Science, 54, p. 12189-12205, 2019.iu

SNAPSHOT OF GLOBAL PV MARKETS 2018. International Energy Agency (IEA) Paris, France, 2019. [Online]. Available: http://iea-pvps.org

SOLARGIS: Bankable solar data for better decisions. Disponível em: https://solargis.com

STREVEL, N. The Optimal PV Module Size. Google Scholar. 2017.

SUREK T., Crystal and materials research in photovoltaics: progress and challenges, J. Cryst. Growth 275 (2005) 292–304.

TAYLOR, B.N.; KUYATT; C.K. Guidelines for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results. NIST Technical Note 1297. National Institute of Standards and Technology, 1994.

THEVENARD, D. e PELLAND, S., "Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. Solar Energy v.91. pp 432-445. 2013.

TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, IN PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME, 21st ed. Int. Energy Agency (IEA) Paris, France, 2016. [Online]. Available: http://iea-pvps.org

M. TSUJI, M.M. RAHMAN, Y. HISHIKAWA, K. NISHIOKA, T. MINEMOTO. Uniqueness verification of solar spectrum obtained from three sites in Japan based on similar index of average photon energy Sol. Energy, 173, pp. 89-96, 2018.

ULLAL, H. S. Overview and Challenges of ThinFilm Solar Electric Technologies. World Renewable Energy Congress. Glasgow, Scotland, United Kingdom, 2008.

URBANETZ JR, J. ELOY F. CASAGRANDE JR., TIEPOLO, G. M. Análise do desempenho de dois anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do Escritório verde da UTFPR. In: V CBENS V Congresso Brasileiro De Energia Solar. Anais. Recife - PE: [s.n.], 2014.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Erica, 2012.