

Tese de Doutorado Nº 245

**AVALIAÇÃO DE FATORES QUE INFLUENCIAM NA ESTIMATIVA DA
GERAÇÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

Luís Guilherme Monteiro Oliveira

DATA DA DEFESA: 17/02/2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DE FATORES QUE INFLUENCIAM NA ESTIMATIVA DA
GERAÇÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

LUÍS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA

Belo Horizonte

2017

LUÍS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DE FATORES QUE INFLUENCIAM NA ESTIMATIVA
DA GERAÇÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Engenharia de Potência
Linha de Pesquisa: Energia Renovável / Sistemas Fotovoltaicos

Orientador (UFMG)

Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
Prof. Dr. Selênio Silva Rocha (in memoriam)

Co-Orientador (UFPA)

Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo

**Belo Horizonte
2017**

O48a

Oliveira, Luís Guilherme Monteiro.

Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica [manuscrito] / Luís Guilherme Monteiro Oliveira. - 2017.
xxvi, 242 f., enc.: il.

Orientador: Wallace do Couto Boaventura.

Coorientador: Wilson Negrão Macedo.

Tese (doutorado) Universidade Federal de Minas Gerais,
Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 199-242.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 3. - Teses. 4. Energia elétrica - Modelos matemáticos - Teses. I. Boaventura, Wallace do Couto. II. Macedo, Wilson Negrão. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título

CDU: 621.3(043)

"Avaliação de Parâmetros que Influenciam na Previsão da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica"

Luis Guilherme Monteiro de Oliveira

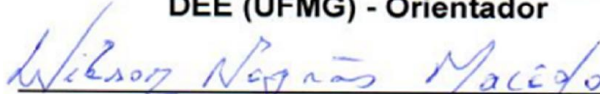
Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 17 de fevereiro de 2017.

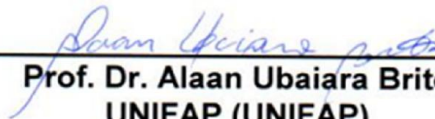
Por:



Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
DEE (UFMG) - Orientador



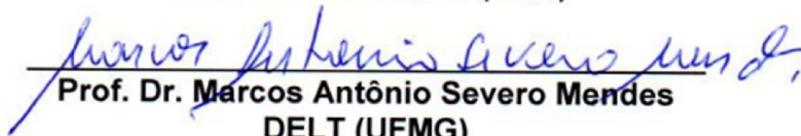
Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo
GEDAE (UFPA) - Coorientador



Prof. Dr. Alaan Ubaiara Brito
UNIFAP (UNIFAP)



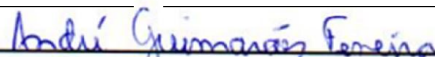
Prof. Dr. Elizabeth Marques Duarte Pereira
Centro Universitário (UNA)



Prof. Dr. Marcos Antônio Severo Mendes
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Victor Flores Mendes
DEE (UFMG)



Prof. Dr. André Guimarães Ferreira
DEE (CEFET/MG)

A minha família, Zé (meu cão), amigos e as montanhas

Conceito de Viver

Da mistura de tudo faço média
E retiro um conceito de Viver.
Tiro um pouquinho da Enciclopédia
Que os sábios encheram de saber.
Um pouco de bondade e humildade
Daqueles que, na vida, nada têm.
Valentia dos bravos, sem maldade.
Algum medo, que o medo nos contém.
Dedico amor em grande quantidade.
Sei ser, com os infelizes, solidário.
Faço um pouco também de caridade.
Coloco na mistura algum defeito,
Por que algum defeito é necessário,
Pois acho desumano ser perfeito.

(José Toquato – Véu)

“Aquele que cresceu nas montanhas pode viver durante anos na cidade, desenvolver um trabalho científico e enriquecer sua inteligência, mas o que não pode fazer é permanecer eternamente lá embaixo.

Quando vê aparecer o Sol entre as nuvens e sente o vento no rosto, sonha como uma criança com novas aventuras nas montanhas. Comigo acontece exatamente isso.”

(Reinhold Messner)

AGRADECIMENTOS

- Primeiramente, a minha família, Zé (meu cachorro), amigos e as montanhas pelo suporte, incentivo e apoio incondicional;
 - Ao Prof. Selênio Rocha Silva (in memoriam) pela amizade, orientação, confiança e aprendizado;
 - Ao Prof. Wallace do Couto Boaventura pela amizade, pelo apoio, incentivo, aprendizado e por ter me aceitado, como orientador, e dar continuidade ao trabalho e orientação;
 - Ao Professor e amigo Wilson Negão Macêdo pelo apoio incondicional, incentivo, orientação e aprendizado;
 - A Profa. Elizabeth Marques Duarte, minha segunda “mãe”, por todo o ensinamento, apoio incondicional, incentivo e carinho, ao longo dos anos, e por ter me mostrado o “caminho do Sol” há quase 20 anos atrás;
 - Ao Bruno Lopes Marciano, Lu e família pela amizade, prosas, apoio, confiança e incentivo – Aqui é Galo!;
 - A CEMIG pelo apoio financeiro e disponibilidade de dados, em especial, ao Juliano Marcial Fraga pela amizade, presteza, confiança e suporte;
 - Ao GEDAE / UFPA por todo o apoio, em especial, ao Prof. João Tavares Pinho pela amizade e pela abertura dos Laboratórios do GEDAE / UFPA para a realização de diversas etapas do trabalho desenvolvido nesta Tese. E também aos amigos Renato Cavalcante, Gilberto Figueiredo, Pedro Torres, Wilson Braga e Marcus Galhardo pelo incentivo e suporte.
 - Aos alunos de iniciação científica e também aos alunos e ex-alunos PUC Minas, colegas do PPGEE, bolsistas do Projeto de P&D CEMIG D713 / Chamada nº013 / ANEEL, pelo grande apoio, incentivo e amizade.
 - Aos professores Eduardo Nohme, Wadaed Costa, Manoel Losada, Marcus Severo, Márcio Melquíades e Victor Flores pelos ensinamentos, amizade, incentivo, confiança e apoio.
 - Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) e Laboratório de Controle e Conversão de Energia (LCCE) da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) pelo apoio e infraestrutura, em especial, ao Prof. Rodney Rezende Saldanha pelo apoio e incentivo.
 - As agências de fomento CAPES, CNPq e Fapemig pelo apoio financeiro.
 - Aos colegas do Curso de Engenharia de Energia da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas), em especial, aos professores Otávio Esteves, Wolney Lobato, Angela Menin, Flávio Macedo, Carina Pinheiro, Eudes Porto, Júlio Saliba e Ricardo Ghizi pelo apoio, incentivo e amizade.
 - Ao Prof. Rui Bran Januário dos Reis (PUC Minas) pela amizade e apoio, ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e ao Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN), através do Prof. Alberto Avellar Barreto, pela disponibilidade de dados meteorológicos e solarimétricos utilizados neste trabalho;
 - Aos colegas da Companhia Energética Integrada – CEI, em especial a, Lucas Bacha, Rafael Isaac, Nara Godoy, Maria Tereza Carneiro e Romero Ferreira, pela amizade, confiança, incentivo e suporte.
 - Ao Clube Atlético Mineiro – Galo Forte e Vingador! Pela conquista da Libertadores durante o desenvolvimento (em 2013) desta Tese.
-

RESUMO

Em projetos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) uma das áreas relevantes relacionada ao risco é a quantificação da expectativa da produção de energia anual. A previsão da energia gerada oferece um conhecimento do risco no projeto, que pode ser quantificada e qualificada através do montante de incertezas envolvidas com a estimativa. Muitos são os estudos / pesquisas, encontrados na literatura que tentam quantificar / qualificar as incertezas na previsão da produção de energia de um SFCR. Porém, muitos projetistas não diferenciam as entradas aos modelos e não possuem conhecimento de como são realizados os cálculos sendo assim, as incertezas nos dados e na modelagem / simulações são subestimados em sua percepção. Portanto, há um excesso de confiança, em muitos projetistas, na utilização de simulações geradas pelos softwares de simulação. Desta forma, modelar e prever, reduzindo as incertezas, a produção de energia de SFCR tornou-se essencial para o desenvolvimento de qualquer projeto, sendo também um desafio técnico devido à natureza estocástica dos parâmetros meteorológicos e parâmetros intrínsecos aos equipamentos (módulos, inversores, etc). Esta pesquisa baseia-se na avaliação da capacidade de geração de energia elétrica a partir de SFCR e suas incertezas, ou seja, na avaliação de fatores que influenciam na previsão da geração tais como: estimativa do recurso solar (e suas incertezas), modelos de módulos fotovoltaicos e inversores, potência real instalada, dentre outros. Portanto, foram realizadas a validação dos diversos modelos matemáticos, onde apresentaram bons resultados para condições locais de teste. Estes modelos foram implementados em uma ferramenta computacional denominada de SunoUFMG, desenvolvida em Matlab / PHP, cujo o intuito é realizar a estimativa da geração de um SFCR com minimização das incertezas. Além disso, medições em campo foram realizadas na Usina Fotovoltaica do Mineirão de forma a verificar a potência real dos geradores fotovoltaicos deste sistema e assim, avaliar a sua capacidade de geração com a inclusão de incertezas. Os resultados encontrados pela campanha de medição mostraram que as medidas extrapoladas para as condições padrão de teste, se comparadas com os dados de potência da etiqueta de dados técnicos localizada na parte posterior dos módulos FV's, foram elevados. Portanto, três hipóteses para esta situação surgiram (sombreamento e poeira sobre os painéis e a potência real dos módulos instalados) e que podem ser (em) a (s) causa (s) para o desempenho baixo da planta solar no período de medição.

Palavras chave: Sistemas Fotovoltaicos, Incertezas no Processo de Geração de Energia, Validação de Modelos Matemáticos para Estimativa da Geração de Energia, Potência Real de Módulos Fotovoltaicos, Estimativa de Poeira em Módulos Fotovoltaicos, Desenvolvimento de Ferramentas Computacionais.

ABSTRACT

In projects of Photovoltaic Systems Connected to the Electrical Network (SFCR) one of the relevant areas related to the risk is the quantification of the expectation of the annual energy production. The forecast of the energy generated offers a knowledge of the risk in the project, which can be quantified and qualified through the amount of uncertainties involved with the estimate. Many studies / researches are found in the literature that try to quantify / qualify the uncertainties in the prediction of the energy production of an SFCR. However, many designers do not differentiate inputs to models and are not aware of how calculations are performed and thus uncertainties in data and modeling / simulations are underestimated in their perception. Therefore, there is an excess of confidence in many designers in the use of simulations generated by simulation software. Thus, modeling and predicting, by reducing uncertainties, SFCR's energy production has become essential for the development of any project and is also a technical challenge due to the stochastic nature of the meteorological parameters and parameters intrinsic to the equipment (modules, inverters, etc). This research is based on the evaluation of the electric power generation capacity from SFCR and its uncertainties, that is, on the evaluation of factors that influence generation forecasting such as: estimation of the solar resource (and its uncertainties), models of Photovoltaic modules and inverters, real installed power, among others. Therefore, the validation of the several mathematical models was performed, where they presented good results for local conditions of test, and they were implemented in a computer tool called SunoUFMG, developed in Matlab / PhP, whose purpose is to estimate the generation of an SFCR with minimization of uncertainties. In addition, field measurements were carried out at the Mineirão Photovoltaic Plant, in order to verify the real power of the photovoltaic generators of this system and, therefore, to evaluate its generation capacity with the inclusion of uncertainties. The results found by the measurement campaign showed that the measurements extrapolated to the standard test conditions, compared to the technical data label power data located at the back of the PV modules, were high. Therefore, three hypotheses for this situation have emerged (shading and dust on the panels and the actual power of the installed modules) and that may be the cause (s) for the low performance of the solar plant in the measurement period.

Keywords: Photovoltaic Systems, Uncertainties in the Energy Generation Process, Validation of Mathematical Models for Estimation of Power Generation, Real Power of Photovoltaic Modules, Dust Estimation in Photovoltaic Modules, Development of Computational Tools.

SUMÁRIO

LISTA DE SÍMBOLOS / UNIDADES / ABREVIATURAS.....	XVIII
LISTA DE TABELAS.....	XX
LISTA DE FIGURAS.....	XXII
APRESENTAÇÃO.....	XXVI
INTRODUÇÃO	
I.1. Contexto da Pesquisa e Motivação	01
I.2. Objetivo Geral	10
I.3. Objetivos Específicos	10
I.4. Metodologia	11
I.5. Definições Índices de mérito técnico	13
CAPÍTULO 1 – INCERTEZAS PARA A ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	
1.1. Incertezas no recurso solar	17
1.2. Incertezas nos modelos de transposição	26
1.3. Incertezas radiação solar refletida do solo (albedo)	27
1.4. Incertezas no desempenho global do sistema	27
1.5. Classificação dos módulos fotovoltaicos (<i>Module ratings</i>)	30
1.6. Degradação (Envelhecimento) dos módulos fotovoltaicos	31
1.7. Corrosão	31
1.8. Descolamento do módulo fotovoltaico	32
1.9. Descoloração (<i>Yellowing</i>) do módulo fotovoltaico	33
1.10. Quebra e rupturas no módulo fotovoltaico	35
1.11. Degradação Induzida pelo Potencial (<i>Potential Induced Degradation – PID</i>)	35
1.12. Taxa de Degradação de módulos fotovoltaicos	36
1.13. Disponibilidade dos sistemas (<i>Availability</i>)	38
1.14. Presença de neve	39
1.15. Presença de poeira e sujeiras	39
1.16. Sombreamento, inclinação e orientação	40
1.17. Perdas após o inversor	43
1.18. Outras perdas envolvidas nos sistemas FVs	44

1.19. Perdas anuais de energia	44
1.20. Considerações Finais Capítulo 1	45

CAPÍTULO 2 – ESTIMATIVA DA RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE

2.1. Métodos matemáticos para a estimativa da radiação solar	47
2.2.1. Radiação solar direta e difusa no plano horizontal em média mensal	47
2.2.2. Radiação solar difusa, direta e global em média horária.....	47
2.2.3. Radiação solar sobre superfície inclinada (Modelos de Transposição).....	48
2.2.4. Quais modelos utilizar?	50
2.2.5. Sequências sintéticas de radiação solar diária – Matrizes de Trasição Markov	54
2.3. Validação dos modelos	55
2.4. Considerações Finais Capítulo 2.....	62

CAPÍTULO 3 – MODELOS MATEMÁTICOS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.1. Tipos de modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos	63
3.2. Implementação Modelos de Lorenzo, DeSoto e Mermoud	65
3.3. Validação dos modelos de Lorenzo, DeSoto e Mermoud	69
3.4. Considerações Finais Capítulo 3	75

CAPÍTULO 4 – MODELOS MATEMÁTICOS PARA INVERSORES

4.1. Tipo de inversores fotovoltaicos para SFCR	77
4.2. Modelos Jantsch e King	78
4.3. Validação dos modelos e análise dos resultados	82
4.4. Algoritmo de otimização	88
4.5. Comparação entre os modelos Jantsch e King	93
4.6. Considerações Finais Capítulo 4	94

CAPÍTULO 5 – Metodologia de Propagação de Incertezas / Método de Probabilidade de Excedência

5.1. Metodologia Combinação / Propagação de Incertezas	98
5.2. Aplicação do Método de Propagação de Incertezas	101
5.2.1. Descrição das Usinas FVs	102
5.3. Resultados	105
5.4. Método Probabilidade de Excedência	106
5.4.1. Aplicação do método	108
5.5. Considerações Finais Capítulo 5	111

CAPÍTULO 6 – Análise de Software para Projeto e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

6.1. Breve descrição dos softwares analisados	113
6.1.1. Software PVsyst	113
6.1.2. PVWatts NREL	114
6.1.3. System Advisor Model (SAM).....	115
6.1.4. Software PV*Sol Expert	116
6.1.6. Software Homer.....	117
6.1.4. Software PolySun 6.2.8	118
6.2. Análises / Comparações / Estudo de Caso	120
6.3. Desenvolvimento Software SunoUFMG	125
6.4.Considerações Finais Capítulo 6	132

CAPÍTULO 7 – USINA FOTOVOLTAICA DO MINEIRÃO - ESTUDO DE CASO

7.1. A importância da realização do comissionamento em usinas fotovoltaicas	134
7.2. Usinas Solares em Estádios / Arenas esportivas	135
7.3. O estádio do Mineirão	140
7.4. UFV Mineirão / CEMIG	141
7.5. Caracterização do recurso solar – método, resultados e discussão	144
7.6. Monitoração da Planta Solar – Métodos, Resultados e Discussão	152
7.7. Medições em campo da potência / Curvas I-V em geradores da Usina Solar	162
7.8. Incerteza Padrão / Combinada	168
7.9. Monitoramento da UFV durante campanha de medição	173
7.10. Potência real e curvas I-V dos geradores PV 1 e PV 2	176
7.11. Considerações Finais Capítulo 7.....	188
8. CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS	191
9. CONTRIBUIÇÕES TESE	195
10. PUBLICAÇÕES REALIZADAS	195
11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	199

LISTA DE SIGLAS

AM	Air Mass
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
BSRN	Baseline Surface Radiation Network
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDF	Cummulative Distribution Function
CdTe	Telureto de Cádmiio
CEC	Californian Energy Commission
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIGS	Copper indium gallium selenide
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
DUT	Device under test
EE	Energia Específica
FC	Fator de Capacidade
FIT	Feed-in Tariff
FF	Fator de Forma
FV	Fotovoltaico
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
GHI	Global Horizontal Irradiation
GTZ	Agência de Cooperação Técnica Alemã
GUM	Guide Uncertainty Measured

IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LER	Leilão de Energia de Reserva
MBE	Mean Bias Error
MTM	Markov Transitions Matrix
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operação e Manutenção
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PDE	Plano Decenal de Energia Elétrica
PID	Potential Induced Degradation
PhP	Hypertext Preprocessor
POA	Plane of Array
PR	Performance Ratio
PROGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PV	Photovoltaic
PVGis	Photovoltaic Geographical Information System
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RMSE	Root Mean Square Error
RN	Resolução Normativa
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
Si-a / a-Si	Silício Amorfo
Si-m / m-Si	Silício Monocristalino

Si-p / p-Si	Silício Policristalino
SAM	System Advisor Model
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica
SNL	Sandia National Laboratories
SSE	Surface Meteorology and Solar Energy
STC	Standard Test Conditions
TMY	Typical Meteorologic Year
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UFPA	Universidade Federal do Pará
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFV	Usina Fotovoltaica
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
Y_F	Final Yield

LISTA DE SIMBOLOS / UNIDADES / ABREVIATURAS

A	Amperes
CC ou c.c.	Corrente Contínua
CA ou c.a.	Corrente Alternada
FP	Fator de Potência
G	Irradiação ou Irradiância
GWp	Giga Watt-pico
I	Corrente Elétrica
I_L	Corrente Fotogerada
I_d	Corrente reversa de saturação
I_{pmp} ($I_{máx}$)	Corrente de Máxima Potência
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
k	Constante de Boltzman
k_t	Índice de claridade
kWp	kilo Watt-pico
m	Fator de idealidade
mA	mili-amperes
mV	mili-volts
ms	mili-segundos
MW	Mega-Watt
N_s	Número de células em série
P	Potência Ativa
PMP ($P_{máx}$)	Ponto de Máxima Potência
PPT	Power Point Tracking
Q Var	Potência Reativa

W	Watts
W/m ²	Irradiância
Wh	Watt-hora
Wp	Watts – pico
Rsh	Resistência Shunt ou Paralela
Rs	Resistência série
S VA	Potência Aparente
T	Temperatura ambiente
Tc	Temperatura de célula
T _c	Temperatura de célula
V	Volts / Tensão Elétrica
V _{pmp} (V _{máx})	Tensão de Máxima Potência
V _{oc}	Tensão de Circuito Aberto
V _t	Tensão térmica
%	Porcentagem
η	Eficiência
°C	Graus Celsius
m/s	Metros por Segundos
β	Inclinação em relação à horizontal ou coeficiente de temperatura
q	Carga Elétrica
σ	Desvio Padrão / Incertezas
μ	Valor médio
U _{tot}	Incerteza global
ρ _g	Albedo

LISTA DE TABELAS

I.1 - Perspectivas internacional para queda dos custos de instalação dos sistemas Fotovoltaicos	02
1.1 – Classificação de parâmetros das incertezas medidas em campo.....	18
1.2 - Incertezas totais encontradas nos dados do Meteonorm.....	19
1.3 – Resultado da integração de dados de radiação solar entre os bancos de dados SSE / NASA e BSRN/NREL para médias mensais entre 1983 a 2006.....	20
1.4 – Valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta=0^\circ$, (kWh/m ² .dia) para diferentes fontes de informações para Belo Horizonte-MG.....	21
1.5 – Valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta=0^\circ$, (kWh/m ² .dia) para diferentes banco de dados para a cidade de Madri (Espanha).....	22
1.6 – Média mensal da irradiação solar, plano horizontal, e desvio padrão para Madri.....	24
1.7 – Valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta=0^\circ$ (kWh/m ² .dia) para SWERA / INPE (BH) e Radasol 1 / UFRGS (BH).....	24
1.7a- Rendimento global médio para algumas cidades brasileiras.....	29
1.8 - Perdas na produção de energia em um SFCR (em Munique - Alemanha) relativas ao aumento de temperatura de célula e ao tipo de montagem para módulos de Si-m.....	45
2.1 – Rendimento de diferentes modelos de transposição para condições distintas (a) todos tipos de céu e (b) céu claro, para $\beta=40^\circ$ e e orientação para o Sul.....	51
2.2 – Erros totais para dados horários e albedo igual a 0,2.....	52
2.3 - Erros médios das sequências sintéticas para radiação solar global, média diária.....	58
2.4 - Distribuição de frequência dos dados.....	58
2.5 - Radiação solar global diária em média mensal (em kWh/m ²).....	59
2.6 - Erro RMSE para as sequências sintéticas, em média mensal, da radiação solar global..	60
2.7 - Radiação solar, em média horária, plano horizontal (kWh/m ²).....	61
2.8 - Valores de MBE, RMSE, MBE1, RMSE1, MBE2, RMSE2 e t calculados.....	62
3.1 - Valores da resistência <i>shunt</i> exponencial.....	69
3.2 - Especificações elétricas dos módulos FVs utilizados para as condições STC.....	70
3.3 - Resultados para a tecnologia de módulo FV m-Si, para os modelos (a) Lorenzo; (b) Mermoud e Lejeune e (c) DeSoto, após tratamento estatístico.....	73
3.4 - Resultados para a tecnologia de módulo FV p-Si, para os modelos (a) Lorenzo; (b) Mermoud e Lejeune e (c) DeSoto, após tratamento estatístico.....	74
3.5 - Resultados para a tecnologia de módulo FV CdTe e CIS, para os modelos (a)/(c) Mermoud e Lejeune e (b)/(d) DeSoto, após tratamento estatístico.....	75
4.1 – Erros médios obtidos através de dados de catálogo para o modelo de Jantsch.....	84
4.2 – Erros médios obtidos através de dados de campo para o modelo de Jantsch.....	85
4.3 – Comparação entre os erros médios com dados de campo e de catálogo para o modelo de Jantsch.....	86
4.4 – Erros médios para as três metodologias utilizando o modelo de King.....	90
4.5 – Erros médios para as 3 metodologias utilizando os modelos de King e Jantsch.....	93
5.1 - Incertezas relevantes no processo de modelagem sistema FV.....	101

5.2 – Incertezas (padrão e expandida) para a E e PR das UFVs GPM e Arasol.....	105
5.3 – Incerteza (padrão e expandida) para a E e PR na UFV do Mineirão.....	106
5.4 – Amostra de dados da UFV Mineirão.....	109
5.5 – Amostra de dados da UFV PGM.....	109
5.6 - Resultados atingidos com a aplicação da metodologia na UFV PGM.....	110
5.7 - Resultados atingidos com a aplicação da metodologia na UFV Mineirão.....	111
6.1 – Características e comparação dos softwares.....	119
6.2 – Sistema Microinversor.....	121
6.3 – Microinversor Enphase Energy M215.....	121
6.4 – Módulo FV Aleo S19G245.....	121
6.5 – Valores adotados nas simulações para cada um dos softwares.....	123
6.6 – Resultados das figuras de mérito estáticos para a energia gerada nos 8 meses.....	124
7.1 - Resumo os resultados gerais energéticos obtidos para o período de monitoração e as simulações utilizando o software PVsyst para a UFV Mineirão.....	157
7.2 – Número dos segmentos escolhidos e as características dos geradores FV.....	165
7.3 – Incerteza combinada da irradiância medida para valores referentes a célula e módulo FV de referência.....	169
7.4 – Incerteza combinada para temperatura medida.....	170
7.5 - Incertezas de medição das cargas capacitivas.....	170
7.6 - Incertezas de medição para gerador PV1 /segmento 64.....	171
7.7 - Incertezas padrão estimadas.....	171
7.8 - Contribuições para a incerteza combinada de PSTC para todos os parâmetros considerados com irradiância $\geq 800 \text{ W / m}^2$ e temperatura $45 \text{ }^\circ\text{C}$	172
7.9 - Características elétricas, em condições STC, para os módulos FV MPrime e Tpsm.....	177
7.10 – Resultados das medições realizadas nos módulos FV com as cargas capacitivas (a) Gedae / (b) Solmetric em condições com poeira (<i>dirty</i>).....	177
7.11 – Resultados das medições realizadas nos módulos FV com as cargas capacitivas (a) Gedae / (b) Solmetric em condições limpo (<i>clean</i>).....	179
7.12 - Medições em (a) módulo fotovoltaico de referência e (b) strings dos geradores PV1 e PV2 em segmentos com as cargas capacitivas.....	183
7.13 - Diferentes situações (cenários) para potência e energia para a planta FV.....	186
7.14– Comparação de medidas entre as cargas capacitivas do Gedae e Solmetric.....	187

LISTA DE FIGURAS

I.1 Projeção do crescimento da capacidade instalada e custos até 2050 para sistemas fotovoltaicos.....	01
I.2 Evolução da geração solar FV centralizada em leilões.....	03
I.3 Acumulo de instalações fotovoltaicas registradas, de acordo com a regulamentação nº 482/2012, no banco de dados de informação de geração (BIG) da ANEEL.....	04
I.4 Potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por unidade da federação (GWh/dia).....	05
I.5 Número de sistemas FV instalados, através da RN nº 482 (até outubro de 2016), por estado.....	06
I.6 Distribuição por classe de consumo dos sistemas FV instalados através da RN nº 482 (até outubro de 2016).....	06
I.7 Evolução da capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil.....	07
I.8 Fluxograma da metodologia proposta.....	13
1.1 Média diária para o mês de janeiro da irradiação solar global em Madri, para os anos de 1979 a 1986.....	23
1.2 Irradiância com dados de imagens de satélite e de estações solarimétricas.....	26
1.3 PR's para SFCR's instalados na Alemanha entre os anos de 1994 a 2010.....	29
1.4 (a) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 1983 e 1990; (b) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 2005 a 2012.	
1.5 Efeito da corrosão nas extremidades e nas conexões de um módulo fotovoltaico.....	32
1.6 Módulo FV com descolamento.....	33
1.7 Módulo FV com bolhas.....	33
1.8 Diminuição do ponto de máxima potência com o efeito da descoloração em módulo fotovoltaico.....	34
1.9 Célula fotovoltaica e EVA sob efeito da descoloração.....	35
1.10 Módulo fotovoltaico com vidro quebrado.....	35
1.11 Representação dos modos de degradação mais comuns para módulos fotovoltaicos de silício cristalino.....	36
1.12 (a) Degradação da potência de um módulo fotovoltaico ao longo dos anos (Fonte: adaptado Ndiaye et al. (2013)); (b) Decaimento do parâmetro PR anual de SFCR devido aos efeitos de degradação em células FV.....	36
1.13 Histogramas das taxas de degradação (com mediana, média, número de amostras e datas de operação, azul (antes do ano 2000) e vermelho (após ano 2000)) de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e filme fino ao longo dos anos.....	37
1.14 – Taxas de degradação por tecnologias (o losango em vermelho representa a média (centro) e o intervalo de 95% confiança, são as extremidades).....	38
1.15 – Operação de um módulo fotovoltaico com uma célula danificada.....	40

1.16 - Célula solar de módulo fotovoltaico queimada.....	41
1.17 – Perdas energéticas com a variação do ângulo de inclinação e orientação para a cidade de Belo Horizonte.....	42
2.1 – Distribuição das componentes da radiação solar difusa no céu.....	48
2.2 – Distribuição das componentes da radiação solar direta, difusa e albedo.....	49
2.3 - Síntese dos processos para a estimativa da radiação solar.....	54
2.4 - Interface gráfica do software SunoUFMG, versão 1, módulo radiação solar.....	56
2.5 - Estação solarimétrica utilizada para validação dos modelos.....	57
2.6 - Histograma comparativo entre os dados gerados e os dados coletados em campo.....	59
2.7 - Série de dados coletados em campo (azul) e série sintética (laranja) para um mesmo período do ano.....	60
3.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo de 1 diodo).....	66
3.2 - Curva característica I-V (azul) e curva de potência P-V (verde) para o módulo (m-Si) do fabricante Aleo para as condições padrão de teste (STC).....	67
3.3 – Área de testes para diferentes tecnologias de módulos FVs no GEDAE/UFPA.....	70
3.4 – Sensor de temperatura Pt100 e célula fotovoltaica Si-ppara coleta da irradiância solar global e temperatura de célula.....	71
3.5 – Diagrama esquemático para o levantamento das curvas IxV de um módulo FV.....	71
3.6 – Quadro com fonte de alimentação / placa de aquisição de dados (seta azul) e carga eletrônica / <i>datalogger</i>	72
3.7 – Diagrama ilustrativo do sistema (módulos FVs, sensores, placa de aquisição de dados, carga eletrônica, <i>datalogger</i> , transmissão dos dados).....	72
4.1 (a) – Curvas de eficiência para o inversor Xantrex GT2.8-NA-240/208 UL-05 (Fonte: adaptado catálogo Xantrex).....	83
4.1(b)–SFCR utilizado para realizar as validações dos modelos.....	83
4.2 – Curvas de eficiência para o modelo de Jantsch embasadas no catálogo do fabricante (<i>datasheet</i> , curva preta) e nas medições em campo (curva vermelha) e a curva real do inversor em operação (em verde).....	87
4.3 – Execução do algoritmo de evolução diferencial aplicado ao modelo de inversor.....	89
4.4 - Erros relativos das metodologias utilizando dados de catálogos e de campo em relação os dados de validação.....	91
4.5 – Curvas de eficiência resultantes da aplicação do modelo de King.....	92
5.1 - Fluxo de energia em um sistema fotovoltaico. Fonte: adaptado Richter et al. (2015).	95
5.2 - Fluxograma de aplicação do método <i>Stepwise Regression</i>	97
5.3 – Diagrama unifilar da UFV PGM, 6,58 kWp.....	102
5.4 –UFV PGM (Uberlândia, MG) 6,58 kWp.....	102
5.5 – Diagrama unifilar da UFV Arasol, 21,75 kWp.....	103
5.6 – UFV Arasol (em Palmas – TO), 21,75 kWp.....	104
5.7 –Parte do diagrama unifilar da UFV Mineirão, 1,42 MWp.....	104
5.8 – Instalação física da UFV Mineirão (em BH – MG), 1,42 MWp.....	105
5.9 - Radiação solar global para a cidade de Toronto distribuídos conforme o procedimento descrito.....	108
5.10 – CDF dos dados de energia produzida para a UFV PGM durante o período compreendido entre outubro de 2012 a novembro de 2015.....	110
6.1 – Exemplos de telas do software PVsyst.....	114

6.2 - Tela da ferramenta computacional.....	115
6.3 - Tela da ferramenta computacional SAM / NREL.....	116
6.4 – Telas do software PV*Sol.....	117
6.5 – Tela do software Homer.....	118
6.6 – Tela do software Polysun.....	119
6.7 – Diagrama unifilar do micro sistema FV instalado no GEDAE / UFPA.....	121
6.8 – Resultados das simulações nos softwares e dados medidos no sistema FV para os meses de fevereiro a setembro de 2014.....	124
6.9 – Tela inicial do software SunoUFMG versão 1.....	127
6.10 – Tela mapa da API do Google Maps©.....	128
6.11 – Tela do local selecionado (exemplo) para a realização do projeto.....	128
6.12 – Indicação da orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos na usina solar.....	129
6.13 – Tela de especificação elétrica do SFCR a ser simulado.....	130
6.14 – Telas de resultados gerados pelo SunoUFMG, versão 1, após simulação de sistema fotovoltaico hipotético em uma localidade.....	131
7.1 – Estádios solares nos EUA: (a) Lincoln Financial Field; (b) Staples Center; (c) Metlife..	137
7.2 – Sistemas fotovoltaicos instalados em (a) M. Chinnaswamy (Índia), (b) Townsville (Austrália) and (c) Kaohsiung (Taiwan).....	138
7.3 – Exemplos de sistemas FVs instalados em telhados em estádios na Europa (a) Badenova-Stadio, (b) Tissot Arena, (c) Fritz-Walter-Stadion, (d) Stadio Marc'Antonio Bentegodi and (e) Bremer Weser-Stadion.....	139
7.4 – Sistemas fotovoltaicos instalados em estádios no Brasil. (a) estádio do Maracanã (b) estádio do Piteuaçu, (c) arena Pernambuco (d) estádio do Mineirão.....	140
7.5 – Vista aérea do estádio Mineirão (a) antes da reforma (b) após a reforma.....	141
7.6 – (a) Usina solar fotovoltaica; (b) Segmentos com os geradores fotovoltaicos (“strings”) no telhado.....	142
7.7 - (a) Salas de inversores e subestações; (b) string de módulos fotovoltaicos em segmento; (c) sala de inversores; (d) subestação de conexão à rede elétrica da instalação fotovoltaica; (e) subestação elevadora; (f) interface com a rede de distribuição.....	143
7.8 – Diagrama elétrico unifilar para um segmento da UFV Mineirão.....	144
7.9 – Localização das 4 estações meteorológicas / solarimétricas e quatro células de referências (DL01-DL04) no estádio (Fonte: Adaptado CEMIG).....	145
7.10 – Estação meteorológica / solarimétrica do INMET no campus da UFMG.....	145
7.11 – Correlação GHI (estação INMET x estação DL02).....	146
7.12 – Média mensal da irradiação global diária no plano horizontal (por ano).....	146
7.13 – Média anual de irradiação global diária no plano horizontal.....	147
7.14 – Desvio médio para irradiação global anual.....	147
7.15 – Precipitação anual total para o período de 2007 a 2015.....	148

7.16 – Distribuição de frequência da energia solar incidente na localidade para o período de outubro 2014 a setembro de 2015.....	149
7.17 – Distribuição de frequência da irradiância versus tempo de ocorrência (outubro 2014 a setembro 2015).....	150
7.18 – Classificação das faixas de irradiação diária.....	151
7.19 – Diagrama de interface entre a rede elétrica e a planta solar. Em vermelho, o local de instalação do Fluke 435.....	152
7.20 – Geração de energia diária durante o período de monitoração.....	154
7.21 – PR mensal da UFV Mineirão para todos os meses de monitoração.....	154
7.22 (a) - Dados de entrada / modelo em 3D para os geradores FVs do segmento 67 / foto deste segmento.....	155
7.22 (b) Diagrama de sombras gerado pelo software para o segmento 67.....	156
7.23 (a) – Potências entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica durante 10 dias de janeiro de 2015.....	158
7.23 (b) - Perfil de irradiância para os dias 10 a 10 de janeiro de 2015.....	158
7.24 – Perfil de potência para um dia parcialmente nublado.....	159
7.25 - Perfil de potência para um dia nublado.....	160
7.26 - Perfil de potência para um dia ensolarado (sem nuvens).....	160
7.27 – Potências ativa e reativa e fator de potência em função da potência ativa.....	161
7.28 - Potência ativa e reativa e fator de potência como função da potência ativa para dias com diferentes perfis de geração.....	162
7.29 – Carga capacitiva do GEDAE / UFPA conectada ao osciloscópio Fluke 190.....	164
7.30 – Célula e módulo FV de referência coplanares ao gerador FV, sensor termopar e carga capacitiva comercial Solmetric (PVA 600).....	164
7.31 – (a) 88 segmentos com diferentes números de módulos FV (b) Localização dos segmentos escolhidos para a campanha de medição (retângulos vermelhos).....	165
7.32 – Exemplo de gerador PV1 (retângulos pretos) / gerador PV2 (retângulos cinzas), número de módulos FVs.....	166
7.33 –Módulo FV limpo.....	166
7.34 – Etapas para caracterização da performance de arranjos fotovoltaicos.....	167
7.35 – Perfil irradiância / irradiação global, plano horizontal, para o período de medição...	173
7.36 – Perfil de potência e tensão para o período monitorado.....	174
7.37 – Potências máximas geradas para o período monitorado.....	175
7.38 – Energia máximas geradas para o período monitorado.....	175
7.39 – Amostra de curvas I-V / potência obtidas para o módulo FV MPrime com poeira em sua superfície.....	181
7.40 – Amostra de curvas I-V / potência obtidas para o módulo FV MPrime sem poeira em sua superfície.....	182

APRESENTAÇÃO

O presente trabalho encontra-se estruturado da seguinte forma:

Inicialmente, o leitor é introduzido na pesquisa dando uma visão geral de seu contexto atual, da motivação, dos objetivos e da metodologia proposta.

No **Capítulo 1**, são apresentadas as principais incertezas dentro do processo de estimativa da geração de energia através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR).

O **Capítulo 2** trata dos modelos matemáticos para a estimativa do recurso solar e suas validações, utilizando dados de campo através de estação solarimétrica, e implementação em ferramenta computacional, ou seja, no SunoUFMG.

No **Capítulo 3** são apresentados os modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos (FVs), para diferentes tecnologias, e suas validações, utilizando dados de campo oriundos de bancada de teste do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará, e a implementação destes modelos no SunoUFMG.

No **Capítulo 4** são descritos os modelos matemáticos de eficiência para conversão energética c.c./c.a para inversores FVs e suas validações, utilizando dados de campo originados de SFCR do GEDAE/UFPA, e a implementação dos mesmos no SunoUFMG.

O **Capítulo 5** apresenta os métodos de propagação / combinação de incertezas e também de probabilidade de excedência (ex: P50/P90) de forma a obter uma estimativa de geração de energia através de SFCR mais realista (com a inserção dos erros). Ambos os métodos foram validados, utilizando dados de campo originados de SFCRs localizados em Palmas-TO, Uberlândia-MG e Belo Horizonte-MG, e os mesmos foram também inseridos no software SunoUFMG.

No **Capítulo 6** são apresentados, comparados e validados, através de dados campo de um SFCR GEDAE/UFPA, softwares comerciais e públicos que realizam projetos / simulações e, conseqüentemente, estimativa da energia para um SFCR.

No **Capítulo 7** são apresentados os resultados de monitoração, lado CA, caracterização do recurso solar e medições realizadas em campo nos geradores FVs da usina fotovoltaica do Mineirão (UFV Mineirão).

Finalmente, são apresentadas as conclusões oriundas da pesquisa e suas contribuições. Também se inclui algumas sugestões, recomendações e comentários sobre os resultados obtidos no estudo.

I. INTRODUÇÃO

I.1. Contexto da Pesquisa e Motivação

Atualmente, com o desenvolvimento do mercado fotovoltaico mundial, o aumento de sistemas fotovoltaicos (FVs), seja em grandes usinas solares (centrais) ou de micro / mini geradores em telhados de residências / comércios, vem crescendo de uma forma surpreendente. Segundo dados da Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica (*Solar Power Europe, 2017*), a capacidade instalada mundial alcançou a marca de 306,5 GWp, em 2016, sendo que na atualidade, a tecnologia é utilizada majoritariamente (acima de 95%) em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Este grande crescimento é fruto de programas de incentivos à fonte, promovidos por países tais como: a Alemanha, Austrália, Itália, China, Espanha, EUA, entre outros. Enquanto a capacidade instalada aumentava, com a curva de aprendizagem e dos ganhos de escala, os preços seguiram o caminho inverso, decrescendo, significativamente, conforme mostra a Fig. I.1.

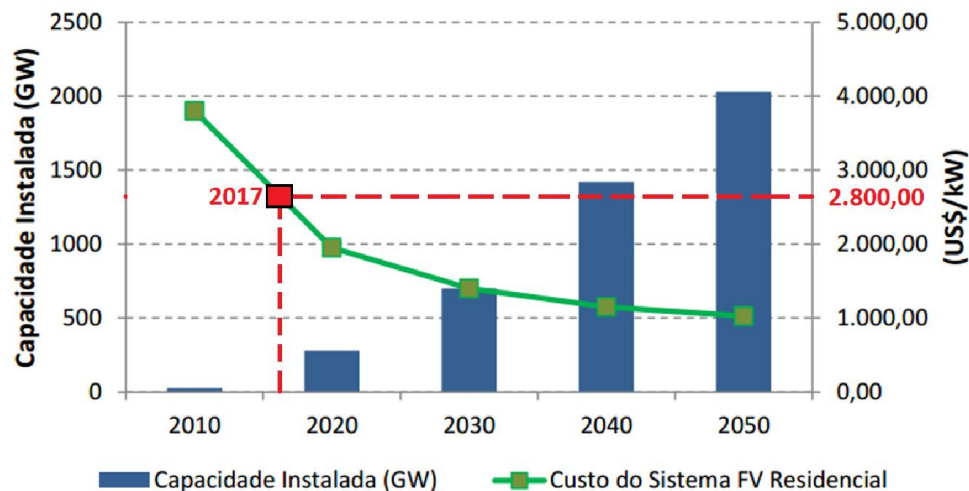


Figura I.1 - Projeção do crescimento da capacidade instalada e custos até 2050 para sistemas fotovoltaicos (Fonte: Adaptado IEA (2012)).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA, 2010*), os sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte (geração distribuída) devem responder, até 2020, por aproximadamente 60% da geração fotovoltaica, enquanto as centrais fotovoltaicas representarão 30% do total, e os sistemas isolados, 10%. Tais estimativas refletem a maior atratividade econômica dos sistemas de pequeno porte ao longo desta década, que devem observar uma queda nos custos de aproximadamente 50%

entre 2010 e 2020, como apresenta o estudo realizado pela mesma agência (IEA, 2012). A Tab. I.1 mostra a perspectiva internacional, a longo prazo, para a queda dos custos de instalação dos sistemas FV (US\$/kWp).

Tab. I.1 - Perspectivas internacional, a longo prazo, para queda dos custos de instalação dos sistemas FV (US\$/kWp). (Fonte: Adaptado IEA (2012)).

	<i>Custo do sistema(USD/kWp)</i>			<i>2010-2020</i>		<i>2020-2030</i>	
	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2030</i>	<i>Δ Custo de instalação</i>	<i>Decréscimo % a.a.</i>	<i>Δ Custo de instalação</i>	<i>Decréscimo % a.a.</i>
Residencial	3.800	1.950	1400	-48,7%	6,45%	-28,2%	3,3%
Comercial	3.400	1.825	1300	-46,3%	6,03%	-28,8%	3,3%
Planta Centralizada	3.100	1.400	1100	-54,8%	7,64%	-21,4%	2,4%

No Brasil, esse desenvolvimento é ainda incipiente, porém, há uma grande expectativa que o mercado evolua de uma forma sólida e crescente, haja visto os leilões de energia de reserva (LER) que são realizados desde 2014¹ pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) / Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME), (EPE, 2016). Nestes leilões, já foram contratados cerca de 3,3 GWp de potência instalada, ou seja, dezenas de projetos de usinas fotovoltaicas (UFV) de grande porte (geração centralizada) que devem entrar em operação até novembro de 2018. A Fig. I.2 apresenta a evolução da geração solar FV centralizada em leilões.

¹ Em 2013, foi realizado o 1º leilão brasileiro para fonte solar, porém, foi exclusivo para o estado de Pernambuco (ABSOLAR, 2016).

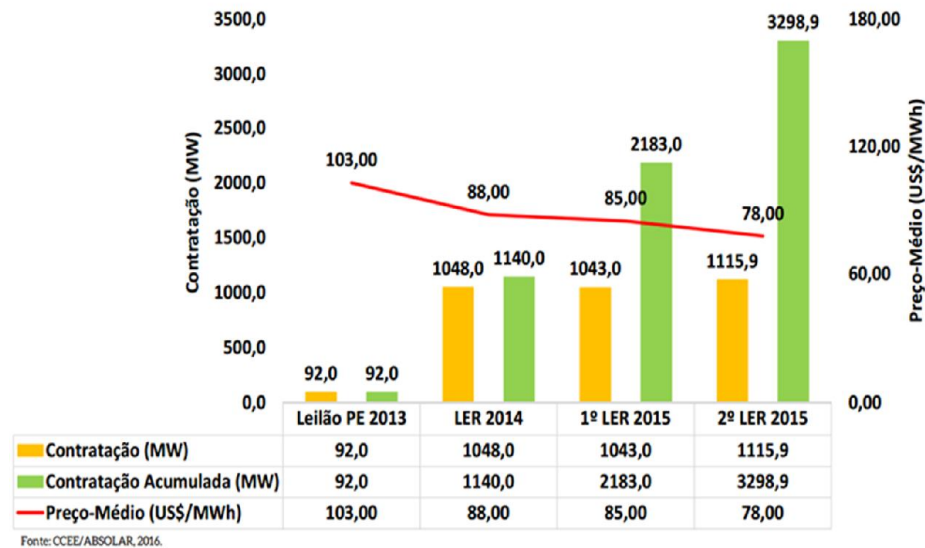


Figura I.2 – Evolução da geração solar FV centralizada em leilões. Fonte: Sauer (2016).

De acordo com a Fig. I.2, é possível observar que os preços-médios negociados para a venda da energia elétrica gerada pelas futuras usinas solares diminuiram ao longo dos anos (linha vermelha), ou seja, de US\$ 103,00 / MWh (Leilão do estado de Pernambuco) para US\$ 78,00 / MWh (2º LER 2015) o que acarretou em um deságio de 24,3%. Cabe salientar que o potencial estimado brasileiro para a geração FV centralizada² é da ordem de 28.519 GWp conforme destaca Sauer (2016).

De forma similar, e através, inicialmente, das resoluções normativas (RN) da ANEEL, nº 482 (ANEEL, 2012) e nº 517 (ANEEL, 2012), e, posteriormente, da RN nº 687 (ANEEL, 2015) que estabeleceram as condições gerais para a micro e mini geração distribuída³, além do sistema de compensação de energia elétrica (denominado de *net metering*, em inglês), aos poucos, estes tipos de sistemas vêm se disseminando no país como mostra a Fig. I.3.

² Já desconsiderando áreas ambientais sensíveis tais como: a Amazônia, o Pantanal, a Mata-Atlântida, as terras indígenas e unidades de conservação.

³ Sistemas fotovoltaicos de até 5 MWp.

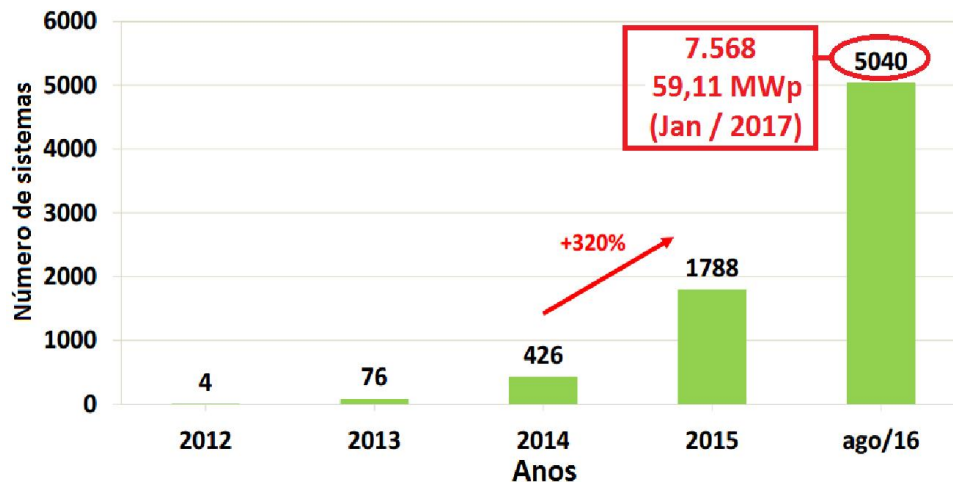


Figura I.3 – Acúmulo de instalações fotovoltaicas registradas, de acordo com a regulamentação nº 482/2012, no banco de dados de informação de geração (BIG) da ANEEL. Fonte: Sauer (2016) / BIG/ANEEL (2017)

A Fig. I.3 mostra o acúmulo de instalações fotovoltaicas registradas (barras verdes), de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012, no banco de dados de informação de geração (BIG) da ANEEL sendo que foram já instalados, até janeiro de 2017, cerca de 7.568 micros / mini-usinas FVs totalizando uma potência instalada igual a 59,11 MWp (BIG / ANEEL, 2017).

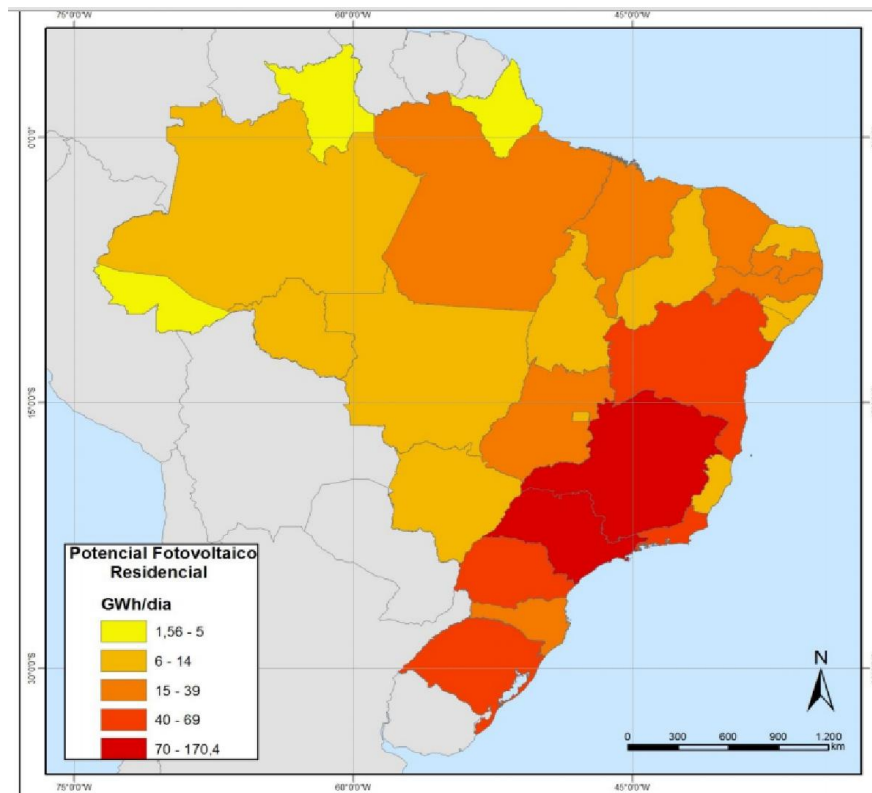
De acordo com Sauer (2016), apesar de na atualidade a RN / ANEEL nº 687 ser considerada uma referência internacional em regulamentação para geração distribuída, comparado aos países líderes em capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica urbana, e conforme estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energéticas (EPE, 2014), o sistema de *net metering*, adotado no Brasil, não oferece a mesma atratividade proporcionada pelos mecanismos empregados inicialmente nos outros países (ex: Tarifa Premium, *Feed in Tariff*- FIT), de forma que sua inserção recai sobre a capacidade da própria fonte de se viabilizar economicamente, refletindo em um prazo maior para a sua popularização.

De qualquer forma, o Brasil possui um enorme potencial (por possuir maior incidência solar⁴ e suas tarifas de energia elétrica estarem em patamares similares aos países na vanguarda da tecnologia) para a inserção, de forma massiva, da geração distribuída através da energia solar fotovoltaica sendo o potencial estimado na ordem de 164,1 GWp para geração distribuída residencial (Sauer, 2016). A Fig. I.4 apresenta o resultado de estudo⁵ realizado pela EPE (EPE,

⁴ Segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil, diariamente incide entre 4.500 Wh/m² a 6.300 Wh/m² no país. Como base de comparação, o lugar mais ensolarado da Alemanha recebe 40% menos radiação solar que o lugar menos ensolarado do Brasil (América do Sol, <http://www.americadosol.org/potencial-brasileiro/>).

⁵ Foram considerados e integrados em um Sistema de Informação Geográfica (SIG) as informações sobre: irradiação solar global (no plano inclinado), estimativa da área total útil de telhados, eficiência de conversão FV além de outros fatores que foram cruzados entre si e assim, obtiveram o mapa da Fig. I.4.

2014) sobre o potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por unidade da federação.



Fonte: Adaptado EPE (2014)

Figura I.4 - Potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por unidade da federação (GWh/dia).

Na Fig. I.4 os resultados obtidos do estudo mostram que, como eram esperados, os maiores potenciais de geração, em termos absolutos, estão nas regiões mais povoadas do país, onde uma possível menor irradiação é sobrepujada pelo maior número de domicílios e, conseqüentemente, maior área de telhados. A Fig. I.5 apresenta o número de sistemas FV instalados, através da RN nº 482 (até outubro de 2016⁶), desagregado por estado e a Fig. I.6 mostra a distribuição destas instalações por classe de consumo.

⁶ Na atualidade, (16/02/2015), 19,2 MWp capacidade instalada fotovoltaica acumulada (BIG / ANEEL, 2015).

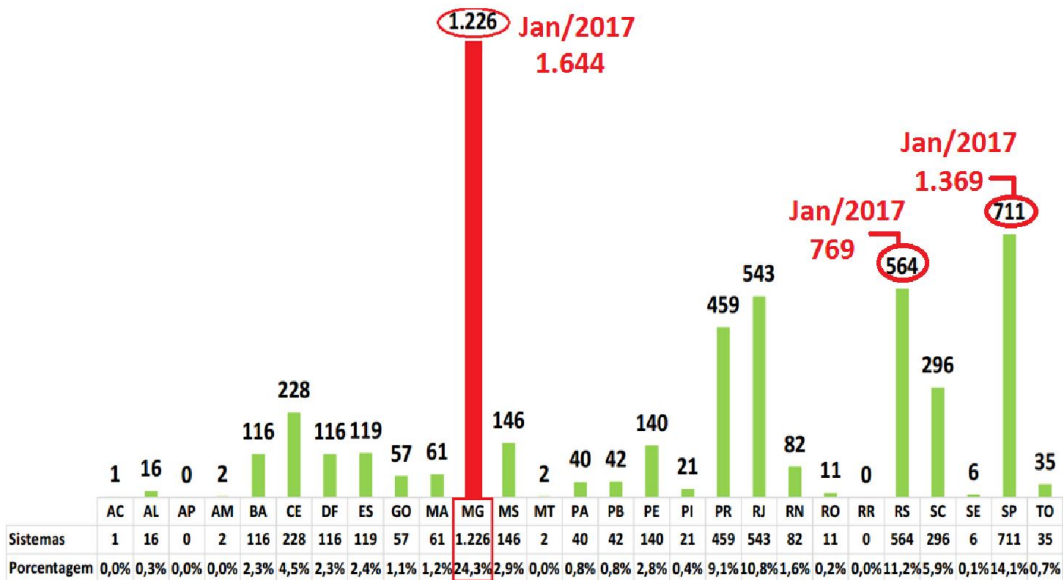


Figura I.5 – Número de sistemas FV instalados, através da RN nº 482 (até outubro de 2016), por estado. Fonte: Adaptado Sauaia (2016).

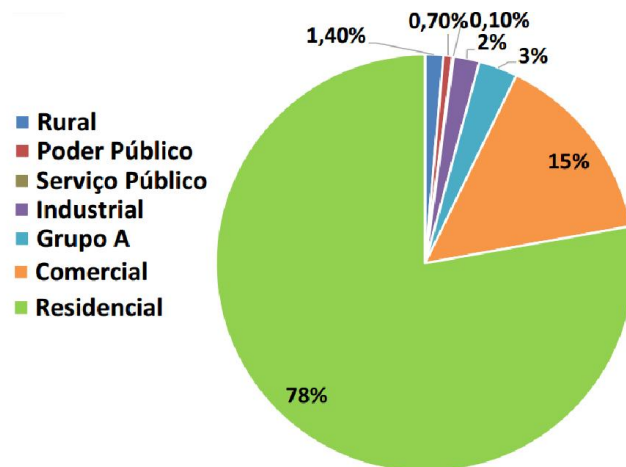


Figura I.6 – Distribuição por classe de consumo dos sistemas FV instalados através da RN nº 482 (até outubro de 2016). Fonte: Adaptado Sauaia (2016).

Conforme mostra a Fig. I.5, o número de sistemas FVs, através da RN nº 482, vem crescendo em cada unidade federativa do país sendo que Minas Gerais é o estado que, atualmente, possui o maior número de conexões de micro / mini geração FV (1.644⁷ sistemas conectados) sendo grande destaque nacional (barra vermelha). Tal fato se deve, a preparação da concessionária de energia local para atender as numerosas solicitações de conexão destes sistemas em sua área

⁷ BIG / ANEEL – janeiro 2017.

de concessão além do estado ter sido um dos primeiros a criar diversas leis⁸ de incentivo a este tipo de geração. Cabe salientar que o mesmo é seguido pelos estados de São Paulo (1.369 sistemas) e do Rio Grande do Sul (769 sistemas).

Em relação a Fig. I.6 as principais classes de consumo onde a micro / mini geração FV está concentrada são as classes comercial (15%) e residencial (78%) sendo que as duas, em conjunto, representam 93% de todos os sistemas FVs enquadrados na RN nº 482. Na Fig. I.7, é apresentado o resultado de um estudo, realizado pela EPE (EPE, 2014), de evolução da capacidade instalada acumulada em geradores fotovoltaicos distribuídos para o Brasil até o ano de 2023.

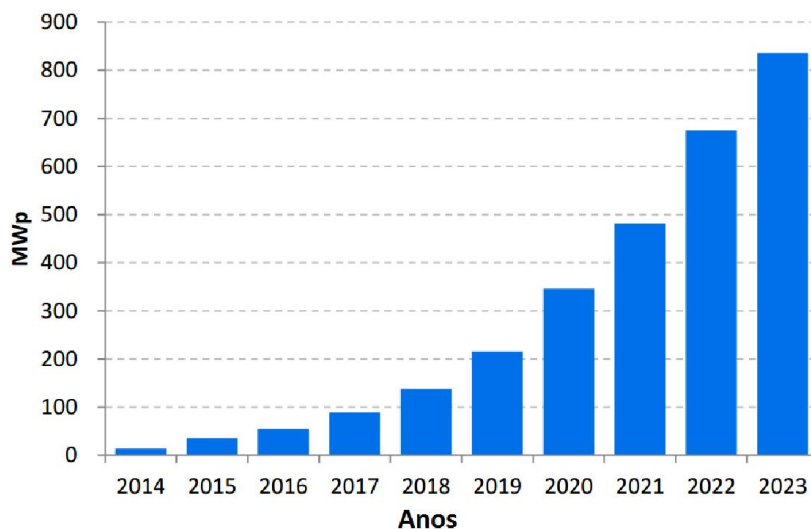


Figura I.7 – Evolução da capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil.

Conforme mostra a Fig. I.7, as barras em azul representam a projeção da capacidade instalada acumulada para micro / mini geração FV para os próximos anos no Brasil. Atualmente, e como já descrito, hoje (janeiro de 2017) o país possui cerca de 59,11 MWp de potência FV instalada distribuída BIG/ANEEL (2017), ver Fig. I.3, sendo que a projeção para este ano está próxima a 100 MWp, ou seja, há uma expectativa de inserção de mais 40,89 MWp até o fim de 2017. Para o ano de 2023, o valor acumulado chega à 835 MWp de acordo com a estimativa.

Cabe salientar que, no Plano Decenal de Energia Elétrica 2024 (PDE 2024, EPE (2015)) o planejamento para a próxima década, inclui uma potência instalada de geração fotovoltaica da

⁸ Lei nº 20.824 (31/07/2013) prevê desoneração do ICMS de equipamentos para geração desse tipo de energia, bem como isenção do ICMS relativo ao seu fornecimento. Lei Nº 20.849 (08/08/2013) institui a política estadual de incentivo ao uso da energia solar fotovoltaica. Decreto Nº 46.296 (14/08/2013) dispõe sobre medidas para incentivo à produção e ao uso de energia renovável. Lei nº 21.713 (07/07/2015) amplia o prazo para a concessão de crédito de ICMS relativo à aquisição de energia solar no estado.

ordem de 7 GWp o que representará quase 4% da potência total brasileira de 2024⁹. No que tange a geração distribuída FV, nas residências e no comércio, a projeção para este tipo de geração alcance cerca de 1,6 TWh em 2024, ou seja, 0,2% da oferta total de energia elétrica de 2024.

Além disso, em dezembro de 2015, foi lançado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD, ANEEL (2015)). Com R\$ 100 bilhões em investimentos do ProGD, a previsão é que até 2030, 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão ter energia gerada por elas mesmas, entre residência, comércios, indústrias e no setor agrícola, o que pode resultar em 23.500 MW (48 TWh produzidos) de energia limpa e renovável, o equivalente à metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Com isso, o Brasil pode evitar que sejam emitidos 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera.

Diante da grande expectativa de evolução do setor fotovoltaico no Brasil, e no mundo, como demonstrado anteriormente, surgem preocupações relacionadas com a variabilidade da energia elétrica disponibilizada por esses sistemas e o efeito desse fato na estabilidade da rede elétrica conforme destacado por Hoff e Perez (2010).

Além disso, os riscos, como por exemplo, os riscos legais dos contratos, controle do local, falhas em equipamentos, rendimento e produção de energia do sistema, etc, fazem parte do desenvolvimento de qualquer projeto de energia e estes, influenciam no financiamento/investimento. Segundo Marie et al. (2012), em projetos de SFCR, uma das áreas relevantes relacionada ao risco é a quantificação e a estimativa da produção de energia anual (*annual energy yield*, em inglês).

A estimativa da energia gerada oferece um conhecimento do risco no projeto de uma usina solar FV, que pode ser quantificado e qualificado através do montante de incertezas envolvidas com a previsão. Muitos são os estudos / pesquisas, encontrados na literatura (Thevenard e Pelland (2013), Jurus et al. (2013), Colantuono et al. (2014) e Dirnberger et al. (2015)) que tentam quantificar / qualificar as incertezas na estimativa da produção de energia de um SFCR. Para tal tarefa, geralmente, são utilizados modelos matemáticos, implementados em ferramentas computacionais, de forma a se realizar o cálculo para a estimativa da produção de energia do SFCR embasado em dados solarimétricos da localidade e/ou imagens de satélites e nas características dos equipamentos (módulos FV, inversores, etc) utilizados no sistema. Porém, muitos projetistas não diferenciam as entradas dos modelos e, simplesmente, não consideram como são realizados os cálculos, sendo assim, as incertezas nos dados resultados e na modelagem / simulações são subestimados em sua percepção conforme destaca Goss (2012).

⁹ Atualmente, a fonte é responsável por apenas 0,02% da potência elétrica do país.

Segundo Thevenard e Pelland (2013), outro aspecto nessa falta de entendimento dos projetistas são as saídas de dados apresentadas por softwares disponíveis publicamente tais como: RetScreen e PVWatts, os quais são ferramentas computacionais recomendadas para uma análise de pré-viabilidade. Porém, estes softwares interpretam seus resultados similarmente aos softwares que realizam simulações horárias, as quais possuem um resultado mais preciso. Sendo assim, há um excesso de confiança, em muitos projetistas, na utilização de simulações geradas pelos softwares, os quais não consideram as incertezas embutidas em suas estimativas.

Portanto, modelar e estimar, reduzindo as incertezas, a produção de energia de sistemas FVs tornou-se essencial para o desenvolvimento de qualquer projeto¹⁰, sendo também um desafio técnico devido à natureza estocástica de fatores meteorológicos (ex: radiação solar, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento) e parâmetros intrínsecos aos equipamentos (módulos e inversores FVs, etc).

Com base na contextualização apresentada até então, o seguinte questionamento se torna relevante: são todas as incertezas, presentes nos projetos de usinas centralizadas e/ou geração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, conhecidas e consideradas adequadamente pelos projetistas brasileiros?

Considerando o questionamento presente no parágrafo anterior, formulou-se a seguinte hipótese: As fontes de incerteza associadas à estimativa de geração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede não são devidamente conhecidas e consideradas durante as diversas etapas de implantação e avaliação desses sistemas no Brasil.

De acordo com esta hipótese, a proposta de Tese delineada neste documento baseia-se na avaliação da capacidade de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e suas incertezas, ou seja, na avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração tais como: estimativa do recurso solar, modelagem de módulos e inversores fotovoltaicos, degradação de componentes, dados solarimétricos / meteorológicos e suas incertezas inseridas de forma a desenvolver uma metodologia para a estimativa de geração de energia adequada para o caso brasileiro.

Cabe salientar que a pesquisa proposta nesta Tese foi atrelada no Projeto de P&D denominado de “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” aprovada no âmbito do edital de P&D ANEEL/Chamada nº 013(2011), como ação estratégica, com a finalidade de mensurar os critérios técnicos para uma inserção segura e de qualidade desta geração alternativa no *mix* de opções renováveis do Brasil.

¹⁰ Para cumprir as metas de contratos de performance por exemplo.

O projeto¹¹ prôpos responder quais são os *gaps* de custo e preço da geração fotovoltaica no Brasil, considerando as disponibilidades energéticas, tecnologias existentes, arcabouço tributário e regulatório, suas modalidades comerciais, tarifas e subsídios, no presente e no futuro, ou seja, com foco na questão mercadológica e regulatória. Para isso, análises experimentais com uma planta de 1,42 MWp¹² foram desenvolvidas de forma a dar subsídios para responder questões focadas na solução de melhor desempenho técnico-econômico, passando pela escolha adequada das parcerias, do modelo de negócios, da região de instalação, da conexão com o sistema e das tecnologias empregadas. Ou seja, esta pesquisa subsidiará questões importantes relacionados ao desenvolvimento deste projeto em particular.

I.2. Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é distinguir os principais fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica propondo uma metodologia para estimativa de geração de energia, para o caso brasileiro, e das diversas fontes de incertezas associadas.

I.3. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Aprofundar o conhecimento sobre recurso solar, suas variações temporais e geográficas e as incertezas associadas;
- Avaliar e quantificar as perdas, erros / incertezas associadas aos inversores, módulos fotovoltaicos e elementos de conexão de sistemas fotovoltaicos nas condições ambientais típicas do Brasil;
- Avaliar e quantificar o desempenho energético de usinas fotovoltaicas incluindo suas perdas, erros / incertezas;

¹¹ Coordenado pelo Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) com financiamento da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e participação na execução da empresa EFFICIENTIA.

¹² Usina fotovoltaica (UFV) alocada na cobertura do estádio Governador Magalhães Pinto, Mineirão (Minas Arena), com capacidade instalada de 1,42 MWp, de propriedade da CEMIG, e que entrou em operação oficial em maio/2014, também será utilizada para análises experimentais de forma a avaliar sua capacidade de geração.

- Analisar e comparar softwares comerciais / públicos disponíveis no mercado para dimensionamento / simulação de sistemas fotovoltaicos;
- Desenvolver ferramenta computacional embasada nos modelos matemáticos estudados e validados inserido as incertezas e as figuras de mérito técnico pertinentes a estimativa de geração para um SFCR;
- Extrapolar os conhecimentos obtidos para outros empreendimentos de geração fotovoltaica e geração distribuída no país (ex: UFV Mineirão (CEMIG));
- Analisar os resultados obtidos no desenvolvimento da aplicação no país e para o aperfeiçoamento de modelos representativos dos componentes do sistema e metodologias de avaliação das estimativas energéticas de usinas solares;
- Ressaltar a importância de medições em campo (“a sol real”) da capacidade de geração instalada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

I.4. METODOLOGIA

Inicialmente, foi realizada revisão bibliográfica sobre as principais incertezas existentes para a estimativa da geração em um SFCR, dentre as principais referências destacam-se Thevenard e Pelland (2013), Jurus et al. (2013), Colantuono et al. (2014) e Dirnberger et al. (2015). Além disso, um estudo dos modelos matemáticos de desempenho operacional de módulos fotovoltaicos, propostos por DeSoto et al. (2006), Lorenzo et al. (1994), Mermoud e Lejeune (2010) e King et al. (2004), e inversores para conexão à rede elétrica, propostos por Jantsch et al. (1992), King et al. (2007), entre outros autores, Rampinelli et al. (2014), Driesse e Jain (2008), foi realizado. Estes modelos foram implementados e simulados através de ferramentas computacionais (MATLAB® e PHP).

Cabe salientar que estes modelos foram validados por meio de dados de campo provindos de bancada de testes e de pequenos SFCRs localizados no Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA).

Paralelamente, e de forma a conhecer a geração de energia de um empreendimento fotovoltaico, foi realizado o levantamento e análise de base de dados disponíveis de irradiação solar e outras variáveis ambientais (ex: temperatura ambiente, direção e velocidade do vento, umidade relativa do ar, etc) que possam vir impactar no desempenho do sistema. Portanto, este estudo se iniciou com o levantamento, análise e simulações de bancos de dados solarimétricos disponíveis em softwares tais como: SWERA / INPE (*Solar and Wind Energy Resource Assessment* / Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), Meteonorm,

RadiaSol (UFRGS), e dados coletados em campo através de estações solarimétricas, que foram utilizados, do projeto de P&D GT 468 CEMIG/ANEEL/2011¹³. Além disso, foi também realizado o estudo, implementação, simulação e validação, utilizando o software MATLAB® e PhP, das técnicas (métodos) de estimativa do recurso solar, em plano horizontal e inclinado, através de modelos matemáticos propostos por Liu e Jordan (1960), Perez et al. (1987), Aguiar et al. (1988) entre outros autores, Duffie e Beckman (2006) e Collares-Pereira e Rabl (1979).

Dessa forma, é possível verificar a disponibilidade da radiação solar global, direta e difusa, analisar o grau de dispersão entre as informações dos diversos bancos de dados, modelos/métodos e identificar o modelo mais apropriado, baseado em dados medidos em campo (validação) e suas incertezas associadas para localidades específicas do estado de Minas Gerais.

Foram também utilizados softwares comerciais (ex: Homer, Polysun, PVsyst e PV*Sol), disponíveis no mercado, capazes de simular, com perfis horários, diários, mensais e anuais, o desempenho energético dos módulos FVs, inversores FVs e do sistema fotovoltaico como um todo. As metodologias utilizadas de cada software foram analisadas e os resultados comparados com os dados gerados pelos modelos matemáticos utilizados de forma a verificar a dispersão entre os resultados obtidos e quantificar as incertezas relacionadas. Dessa forma, foi possível adquirir maiores conhecimentos sobre as perdas envolvidas (perdas CC, perdas de conversão, perdas por limitação de potência, etc) possibilitando compreender mais profundamente a aplicação e melhorar os modelos representativos dos componentes do sistema.

Cabe salientar que os modelos estudados, validados e implementados em ferramentas computacionais (MATLAB® e PhP) deram origem ao software denominado de SunoUFMG o qual é capaz de realizar a estimativa de energia para um sistema FV.

Levando em conta os conhecimentos teóricos e práticos adquiridos, os dados de geração simulados e obtidos para a UFV Mineirão (1,42 MWp) foram validados e medições no campo em geradores FV específicos da usina foram realizadas de forma a se obter uma compreensão maior da potência real fornecida pelos módulos fotovoltaicos (após três anos de operação)

¹³ P&D/GT 468 CEMIG/ANEEL/2011 - Desenvolvimento de Sistema para Cálculo do Potencial Solar para Instalação de Usinas Solares Fotovoltaicas (FVs) e Termoelétricas Solares de Grande Porte tem como um de seus objetivos a criação de um conjunto de informações de radiação solar global, difusa e direta composto por informações solarimétricas da CEMIG, INMET e outras entidades, assim como por informações calculadas para todos os 853 municípios de Minas Gerais. (5 estações solarimétricas foram instaladas em áreas estratégicas do estado de MG de forma a coletar dados confiáveis para futuras análises).

e assim, poder avaliar o comportamento do sistema fotovoltaico, incluindo incertezas, como um todo.

Por fim, foi sistematizada uma metodologia para estimativa de geração de energia em sistemas fotovoltaicos considerando a minimização das incertezas envolvidas. A Fig. 1.8 apresenta o fluxograma da metodologia proposta de forma que tenha melhor compreensão do trabalho / etapas desenvolvidas.

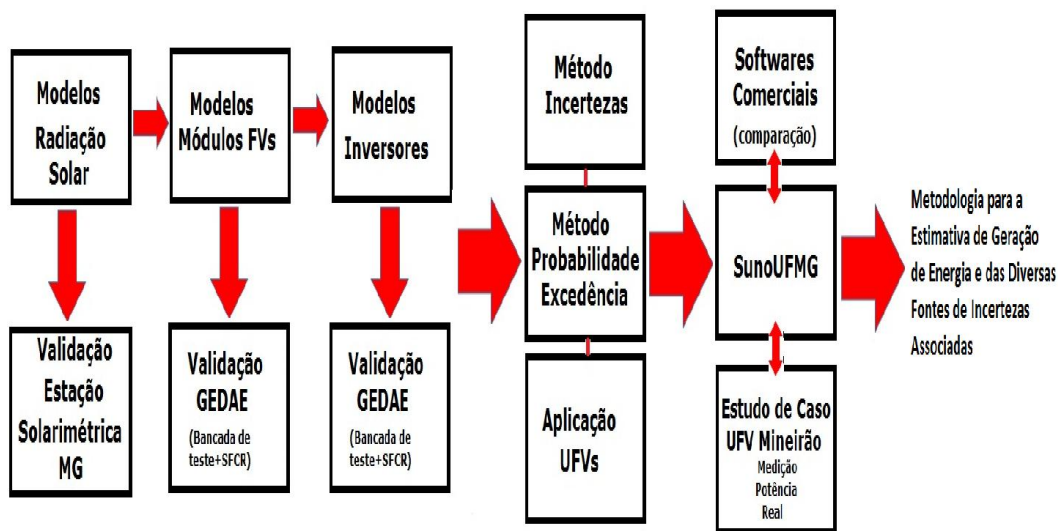


Figura 1.8 – Fluxograma da metodologia proposta.

1.5. Definições – Figuras (índices) de Mérito Técnico para sistema FV conectado à rede elétrica

Nesta seção, são apresentadas, de forma sucinta e objetiva, algumas figuras (índices) de mérito técnico amplamente utilizadas na análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) (Thevenard e Pelland (2013), Duffie e Beckman (2006), Zilles et al. (2012), Reich et al. (2012), IEA (2014)). Estas figuras de mérito permitem avaliar a operação dos SFCRs com base em seus balanços energéticos e, portanto, fundamentais no trabalho desenvolvido nesta Tese conforme será demonstrado ao longo dos capítulos.

1.5.1. Índices de mérito técnico

De forma a compreender melhor o desempenho energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) e poder compará-lo com os perfis de operação de outros sistemas localizados em diferentes lugares e também otimizar a sua operação, sugerindo

modificações no dimensionamento do sistema (inversores, módulos FV, etc.), é necessário definir índices de mérito técnico conforme descritos a seguir:

- **Fator de capacidade FC¹⁴ - (%):** relaciona a energia gerada por um gerador fotovoltaico em um determinado intervalo de tempo ($t_2 - t_1$) com a energia que poderia ser gerada na potência nominal de saída deste gerador. A Eq. I.1 apresenta esta figura de mérito.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída}(t) \times dt}{P_G^0(t_2 - t_1)} \quad (I.1)$$

Onde: $P_{saída}(t)$ é a potência instantânea gerada e P_G^0 é a soma das potências nominais¹⁵ de geração dos geradores FV que constituem o sistema.

Entretanto, segundo Zilles et al. (2012), esse parâmetro não representa efetivamente a energia entregue por sistemas fotovoltaicos, uma vez que a fonte (no caso o Sol) não é uma fonte de energia firme convencional. Desta forma, alguns autores optam em adotar os conceitos de energia específica e rendimento global do sistema descritos a seguir.

- **Energia Específica (EE) / Produtividade específica do Sistema (Final Yield - Y_F)**

A energia específica (EE) possui como objetivo permitir a comparação da produção de energia de SFCR's de tamanhos e localizações diferentes. Para a aplicação fotovoltaica, é comum o uso do termo produtividade específica do sistema (*Final Yield* - Y_F , em inglês) para expressar a EE em kWh / kW_p. Portanto, para um intervalo de tempo ($t_2 - t_1$), a relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador é dada pela Eq. I.2.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída}(t) \times dt}{P_{FV}^0} \quad (I.2)$$

Onde: P_{FV}^0 é a potência nominal do gerador fotovoltaico (em W_p); Y_F ¹⁶ é dado em $\left(\frac{kWh}{kWp}\right)$ ou em horas¹⁷.

¹⁴ Muito utilizado para o estudo do desempenho de usinas hidroelétricas, termoeelétricas, eólicas entre outras.

¹⁵ Para usinas fotovoltaicas $P_G^0 = P_{FV}^0$.

¹⁶ Nota-se que EE difere do FC pelo fator tempo existente no denominador da Eq. I.1. Portanto, são figuras de mérito que possuem o mesmo significado, porém, com formas diferentes de visualização do desempenho de um SFCR.

¹⁷ De acordo com Zilles et al. (2012) em um sistema sem perdas o qual o gerador FV opera sempre com as células à temperatura à 25°C e em seu ponto de máxima potência, o valor do Y_F (em kWh / kWp) coincidiria

▪ **Rendimento global do sistema (*Performance Ratio* – PR) – (%):**

O rendimento global do sistema (*Performance Ratio* – PR, em inglês) considera todas as perdas envolvidas em um SFCR (ex: gerador FV, inversor FV e outros elementos do sistema) e é definido pela Eq. 1.3.

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} \times dt}{H_{ref}}} \quad (1.3)$$

O Y_F da Eq. 1.3 pode ser interpretado como o tempo de operação com a potência nominal do gerador FV, de forma a produzir a mesma quantidade de energia média fornecida à carga. De modo análogo, o denominador da Eq. 1.3, conhecido como *reference yield* (Y_r), em inglês, é interpretado como o número de horas na irradiância solar de 1.000 W/m² (H_{ref}). Sendo $H_{t,\beta}$ é a irradiância incidente no plano inclinado.

numericamente com o valor da energia solar incidente sobre o plano do gerador FV no intervalo de tempo $\Delta t = t_2 - t_1$, em kWh/m².

Capítulo 1 - Incertezas para a Estimativa de Produção de Energia em Sistemas FVs

As incertezas que envolvem um projeto de uma usina solar fotovoltaica (FV) são de diversas e diferentes naturezas, cabendo citar: a expectativa de produção de energia anual do sistema, as políticas públicas, a permissão e a conexão à rede elétrica, os custos, a disponibilidade e qualidade dos equipamentos, o financiamento, os aspectos legais, etc. Essas incertezas podem se diferenciar de acordo com o tipo de sistema (pequeno e grande porte), o tipo de estrutura suporte (no chão, *ground mounted* – em inglês; integrada à edificação e com rastreamento do Sol), o local onde será instalada, etc. Este capítulo inicial visa apresentar somente as principais incertezas envolvidas nas previsões de produção de energia em sistemas FVs.

Como já exposto anteriormente, a viabilidade econômica / financeira de um projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) está diretamente ligada com a expectativa de produção anual de energia gerada pela usina solar. Esse montante de energia depende, essencialmente, da disponibilidade do recurso solar no local e o rendimento dos componentes de conversão do sistema, ou seja, os módulos FV's e os inversores.

Portanto, modelar as incertezas envolvidas no processo de produção de energia de um SFCR requer informações sobre as diversas e distintas variáveis envolvidas nos modelos matemáticos. Um estudo sobre modelagem das incertezas na produção de energia em um SFCR é apresentado por Thevenard e Pelland (2013). As variáveis envolvidas, destacadas pelos autores, serão apresentadas neste capítulo.

Porém, antes de prosseguir é importante definir o que significa o termo incerteza. De acordo com guia GUM - ISO / IEC (2008) a incerteza é o parâmetro¹⁸, associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser razoavelmente atribuídos ao que foi medido, ou de uma forma mais simples, a incerteza é uma estimativa que quantifica a confiabilidade do resultado de uma medição.

O termo incerteza¹⁹ utilizado neste trabalho refere-se a raiz do erro²⁰ médio quadrático (em inglês, *Root Mean Square Error*- RMSE²¹) associada à estimativa de uma quantidade. O erro

¹⁸ O parâmetro pode ser, por exemplo, um desvio padrão (de um dado múltiplo dele) ou a metade de um intervalo com um nível de confiança estabelecido.

¹⁹ A definição de incerteza de medição apresentada é operacional e foca no resultado da medição e sua incerteza avaliada. No entanto, não é inconsistente que outros conceitos de incerteza de medição sejam utilizados, tal como uma medida do possível erro no valor estimado do mensurando, conforme fornecido pelo resultado de uma medição.

²⁰ O cálculo do erro depende do conhecimento do valor verdadeiro do que está sendo medido. A incerteza pode (e deve) ser calculada mesmo quando não há nenhuma ideia do valor verdadeiro. Portanto, a incerteza é um conceito muito mais instrumental e com mais aplicabilidade que o conceito de erro.

²¹ O indicador RMSE fornece a informação a curto prazo do rendimento das correlações permitindo a comparação, termo a termo, do desvio atual entre os valores coletados em campo e os valores simulados. Quanto menor o indicador RMSE, mais próximo é a correlação entre os dados.

RMSE é composto por uma parte normalmente caracterizado pela sua média (também denominado de erro absoluto (sistemático) médio ou, em inglês, *Mean Bias Error* – MBE²², ϵ) e seu desvio padrão (σ), também referenciado como incerteza padrão, que representa a contribuição randômica (aleatória) do erro ao redor da média conforme destaca Ritcher et al. (2015).

1.1. Incertezas no recurso solar

Na atualidade, existem diferentes e variadas fontes de dados sobre radiação solar, desde valores medidos, valores interpolados e valores estimados por modelos matemáticos terrestres e baseados em imagens vindas de satélites. Thevenard e Pelland (2013) avaliaram todas as fontes de dados disponíveis sobre radiação solar global no Canadá e encontraram as seguintes incertezas / erros médios:

- **Valores medidos em campo disponíveis para 40 localidades (resolução espacial) com mais de 40 anos de medidas em base horária (resolução temporal):** 3% de incertezas em base mensal. Cabe salientar que em estudo realizado pelo Instituto de Sustentabilidade e Meio Ambiente da Comissão Europeia (2006) foi encontrado o valor de 5% de incertezas, para a mesma base temporal, em diferentes localidades europeias e em Sürri et al. (2007) foi indicado incertezas da ordem de 3% a 7% em média mensal;
- **Valores estimados por modelos matemáticos terrestres em 235 localidades com dados de mais de 40 anos em resolução temporal horária:** 5% de incertezas em base mensal;
- **Valores interpolados (valores médios) com resolução espacial de 0,083° (6 km x 9 km à 45° N) e em bases temporal mensal e anual:** de 3% a 9% de incertezas, em base mensal, e 3% em base anual;
- **Imagens de Satélites:** de 2,5% a 6% de incertezas para radiação solar global, em plano horizontal, em base anual.

O acesso a dados solarimétricos (ex: para utilização na estimativa da radiação solar) pode ser realizado através de diversos bancos de dados, sejam eles dados públicos (ex: RETScreen, SWERA/INPE, NASA/SSE, etc) ou dados comerciais (ex: MeteoNorm, SolarGis, HelioClim-1, 3Tier, etc). De uma forma geral, segundo Thevenard e Pelland (2013), esses bancos de dados compilam informações de outras fontes tais como: dados coletados em campo, dados modelados

²² O MBE oferece uma média entre todas as diferenças de valores simulados e coletados em campo, sendo assim, um resultado positivo desse indicador mostra uma tendência dos valores simulados serem superestimados e um valor negativo uma tendência de subestimação dos valores simulados.

matematicamente / interpolados e vindos de satélites e as incertezas neles contidas dependem dessas origens.

A título de exemplo, no banco de dados comercial Meteonorm, as incertezas para os valores da radiação solar global são baseadas em três fatores: i) incertezas geradas pelas interpolações realizadas (incertezas das interpolações das medidas de campo e das imagens de satélites). ii) incertezas geradas pelos modelos matemáticos de transposição e de decomposição entre radiação solar difusa e direta. iii) incertezas das medições realizadas em campo (da própria medição e das variações do clima local a longo prazo). Essas últimas, são baseadas em quatro parâmetros que são classificados conforme mostra a Tab. 1.1.

Tabela 1.1 – Classificação de parâmetros das incertezas medidas em campo.

Qualidade	Baixa	Média	Alta
Valor	1	2	3
1 Duração	< 10 anos	10 – 19 anos	>=20 anos
2 Desvio Padrão	> 7 W/m ²	4 – 7 W/m ²	< 4 W/m ²
3 Tendência (Década)	> 6 W/m ²	3 – 6 W/m ²	< 3 W/m ²
4 Fim do Período	< 1980	1981 – 2000	> 2000

Fonte: Adaptado Remund e Müller (2011).

Conforme mostra a Tab. 1.1 os valores de 1 a 3 (baixa, média e alta) são níveis de qualidade dos quatro parâmetros adicionados ao desvio padrão em médias a longo prazo (10 a 20 anos) para se obter as incertezas das medidas de campo. Já as incertezas geradas pelas interpolações são modeladas no Meteonorm em relação à distância da última estação disponível na localidade (é importante salientar que, para uma área extensa, o cálculo das incertezas não é realizado devido à falta de estações em algumas localidades).

As incertezas oriundas das interpolações de imagens de satélites são modeladas em função da latitude e o albedo (quanto maior a latitude e maior o albedo, maior serão as incertezas). Além disso, a resolução espacial e a qualidade da instrumentação acoplada ao satélite utilizado também são consideradas no Meteonorm.

As incertezas da radiação solar direta e em plano inclinado, dependem das incertezas da radiação solar global. Com dados de radiação solar direta e global, de longo prazo, vindos de 13 estações solarimétricas da rede BSRN (em inglês, *Baseline Surface Radiation Network*²³) foi

²³ Projeto do Programa Mundial de Pesquisas sobre o Clima (*World Climate Research Programme – WCRP*, em inglês) e do Experimento Global do Ciclo Energético de Água (*The Global Energy and Water Cycle Experiment – GEWEX*, em inglês) cujo o principal objetivo é medir as variações de radiação solar na superfície da terra e sua relação com as variações climáticas.

desenvolvido um modelo matemático de incertezas para a radiação solar global. Para definir o modelo de incertezas para radiação solar direta em locais onde essa grandeza não estava sendo coletada, os dados de radiação solar global foram tratados com métodos estocásticos. Finalmente, as incertezas totais encontradas nos dados do Meteonorm são apresentadas na Tab. 1.2.

Tabela 1.2 - Incertezas totais encontradas nos dados do Meteonorm.

Radiação Solar	Incertezas Totais
Global (Plano Horizontal)	2 a 10 %
Global (Plano Inclinado)	3,5 a 20 %
Direta	3 a 12 %

Fonte: Adaptado Remund e Müller (2011).

Um outro exemplo, que pode ser destacado, de banco de dados disponível é o projeto de Previsão Mundial de Recursos Energéticos (*Prediction of Worldwide Energy Resource (Power) Project*, em inglês) desenvolvido pelo Programa de Ciências Aplicadas da Agência Nacional Administração da Aeronáutica e do Espaço (em inglês, *National Aeronautics and Space Administration – NASA*) que possui, como principal objetivo, fornecer informações públicas sobre radiação solar e dados meteorológicos de forma simples que cobrem todo o mundo, especialmente, em localidades onde não existem medições de forma a incentivar projetos de sistemas fotovoltaicos e energias renováveis.

O projeto é baseado no banco de dados²⁴ denominado de SSE (*Surface Meteorology and Solar Energy*, em inglês) o qual possui dados solarimétricos, em média mensal, para a radiação solar global, difusa, direta e insolação além de dados meteorológicos providos de imagens de satélites com séries históricas acima de 20 anos (1983 a 2005).

Geralmente, dados baseados em imagens de satélites são validados e comparados com medições realizadas em campo por estações solarimétricas. A Tab. 1.3 mostra o resultado de integração / interação, pelo método de regressão, entre os bancos de dados da SSE / NASA (imagens de satélites) e a rede de radiação solar BSRN / NREL²⁵ (dados de campo) para médias mensais, entre 1983 a 2006, realizada por Hinkelman et al. (2009).

²⁴ O projeto SWERA e o software RETScreen utilizam esse banco dados para estimativas do recurso solar.

²⁵ National Renewable Energy Laboratory localizado em Boulder - EUA.

Tabela 1.3 – Resultado da integração de dados de radiação solar entre os bancos de dados SSE / NASA e BSRN/NREL para médias mensais entre 1983 a 2006.

Parâmetro	Região	rMBE (%)	rRMSE ²⁶ (%)
Insolação (Plano Horizontal)	Global	-0,01	10,25
	Nos Pólos	-1,18	34,37
	Região equatorial	0,29	8,71
Radiação Solar Difusa (Plano Horizontal)	Global	7,49	29,34
	Nos Pólos	11,29	54,14
	Região equatorial	6,86	22,78
Radiação Solar Direta (Plano Normal)	Global	-4,06	22,73
	Nos Pólos	-15,66	33,12
	Região equatorial	2,4	20,93

Fonte: Adaptado Hinkelman et al. (2009).

Uma recente pesquisa conduzida no Reino Unido por Colantuono et al. (2014) a qual tinha o propósito de avaliar a propagação das fontes de erros na interpolação da radiação solar global (em plano inclinado), utilizando o banco de dados denominado de *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGis), de forma a estimar as suas incertezas e, conseqüentemente, o impacto ocasionado no rendimento global (PR) de um SFCR, constatou que o erro na interpolação, em base mensal, é em média de 5 a 10%.

Em relação a variabilidade anual do recurso solar, Sürri et al. (2007) analisaram dados de irradiação solar global, em plano horizontal, oriundos de imagens de satélite (HelioClim-1) para a Europa Central e Bacia do Mediterrâneo. Estes pesquisadores puderam constatar que a radiação solar apresentava uma baixa variabilidade interanual, da ordem de 4% a 6%, sendo menor para regiões tipicamente áridas e, elevadas, para áreas à beira mar e regiões montanhosas (chegando até 10%). Já para a radiação solar mensal, o estudo constatou que a mesma é mais sensível à variação sendo que a variabilidade encontrada para o mês de junho foi a menor (12%) e o mês de dezembro a mais elevada (20%, chegando até mesmo à 35% para algumas regiões). Segundo Thevenard e Pelland (2013), a variabilidade anual do recurso solar para diversas localidades do Canadá é tipicamente na ordem de 4%.

Cabe salientar que a radiação solar está sujeita a ciclos decenais e a outras tendências de longo prazo, entretanto, as conseqüências, em comparação a outras incertezas contidas na estimativa do recurso solar, são pequenas (da ordem de 0,05 kWh / m².dia / década) e podem ser desprezados como sugerido por Hinkelman et al. (2009). Similarmente, as mudanças ocasionadas no recurso solar devido a erupções vulcânicas também podem, a priori, serem negligenciadas conforme sugerido por Thevenard e Pelland (2013).

²⁶ Raiz do Erro Quadrático Médio ou *Root mean square error*, em inglês.

1.1.1. Análise e comparação dos bancos de dados solarimétricos

Na atualidade, o Brasil dispõe de diversas informações solarimétricas (atlas²⁷, bancos de dados²⁸ e softwares²⁹) provenientes de instituições de pesquisas/universidades, órgãos/empresas dos governos federal/estadual e empresas privadas que utilizam uma variedade de instrumentos / procedimentos de forma a realizarem a coleta e o armazenamento de dados da radiação solar e correlacionam estes com outras variáveis (ex: insolação, nebulosidade, imagens de satélites, etc) para que, após tratamento dessa informação, possam ser disponibilizados de forma pública ou comercializados. A Tab. 1.4 mostra os resultados para a irradiação solar global, em média diária mensal e no plano horizontal ($\beta^{30}=0^\circ$), encontrados em alguns bancos de dados e atlas solarimétricos para a cidade de Belo Horizonte (MG).

Tabela 1.4 – Valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta=0^\circ$, (kWh/m².dia) para diferentes fontes de informações para Belo Horizonte-MG.

Banco de dados	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média Anual
CRESESB CEPEL	4,28	5,56	4,06	4,28	3,69	3,72	3,97	4,36	4,69	4,44	4,81	4,33	4,35
INPE - SWERA	5,75	5,94	5,49	5,16	4,35	4,20	4,45	5,22	5,74	5,85	5,50	5,33	5,25
NASA - SWERA	5,62	5,84	5,31	4,98	4,47	4,41	4,57	5,17	5,42	5,59	5,31	5,23	5,16
Atlas MG	5,42	5,50	5,30	5,00	4,60	4,10	4,40	4,90	4,95	5,00	5,10	5,40	4,97
Atlas UFPE	4,44	5,00	4,44	4,40	3,88	4,16	3,30	3,61	4,00	4,20	4,72	4,44	4,22
Radiasol 1	5,89	5,14	5,92	5,03	4,72	4,61	5,03	5,69	5,22	5,64	5,36	5,64	5,32
Média Mensal	5,11	5,50	4,98	4,75	4,21	4,11	4,23	4,74	4,95	5,02	5,07	4,94	4,90
Desvio Padrão	65,19%	43,30%	73,08%	37,09%	41,26%	30,75%	48,88%	61,49%	49,83%	61,11%	28,21%	52,64%	44,50%

Como é possível observar na Tab. 1.4, e de forma inevitável e como já descrito, ocorrem grandes disparidades entre os dados das diferentes fontes de informações conforme mostra os desvios padrões médios mensais, sendo o mais representativo o mês de março (73,08%), e a média anual em 44,5%. Tais disparidades também foram encontradas por Lorenzo (2003) em diversas fontes de dados solarimétricos para a cidade de Madri (Espanha) conforme mostra a Tab. 1.5.

²⁷ Atlas Solarimético de Minas Gerais (CEMIG), Atlas Solarimético do Brasil (UFPE), Atlas Brasileiro de Energia Solar (Projeto SWERA / INPE / UFSC), etc.

²⁸ Banco de dados CRESESB/CEPEL, SSE / NASA, Solargis, HelioClim-1, 3Tier, etc.

²⁹ Radiasol 1 e 2 (UFRGS), Sundata (CRESESB/CEPEL), Open Carto (SWERA), Meteonorm, etc.

³⁰ Inclinação em relação ao plano horizontal.

Tabela 1.5 – Valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta=0^\circ$, (kWh/m².dia) para diferentes banco de dados para a cidade de Madri (Espanha).

Banco de dados*	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média
A	1,86	2,94	3,78	5,22	5,8	6,53	7,22	6,42	4,69	3,17	2,08	1,64	4,29
B	1,99	2,64	4,32	5,32	6,28	7,29	7,47	6,62	5,11	3,4	2,16	1,72	4,53
C	2,29	2,81	4,48	5,25	6,6	7,24	7,55	6,33	5,22	3,62	2,1	1,64	4,6
D	2	2,8	4,4	5,4	6,6	7,4	7,8	7	5,4	3,6	2,6	1,8	4,7
E	1,73	2,63	4,15	5,45	6,17	6,69	7,22	6,49	4,8	3,16	1,99	1,77	4,36
F	2	2,91	3,92	5,34	6,31	6,95	7,09	6,31	4,73	3,3	2,18	1,74	4,41
G	2,13	2,75	4,55	5,1	6,58	7,43	7,42	6,48	5	3,39	2,13	1,58	4,55
H	1,94	2,76	4,05	4,84	5,79	6,47	7,05	6,24	4,87	3,07	1,98	1,61	4,23
Média Mensal	1,99	2,78	4,21	5,24	6,27	7,00	7,35	6,49	4,98	3,34	2,15	1,69	4,46
Desvio Padrão	16,77%	11,16%	27,64%	19,50%	33,31%	39,41%	25,44%	23,98%	25,14%	20,28%	19,48%	8,05%	16,23%

Fonte: Adaptado Lorenzo (2003). *O autor não forneceu os nomes dos bancos de dados analisados.

De acordo com a Tab. 1.5, também ocorrem grandes disparidades, apesar de menores que os desvios apresentados na Tab. 1.4, em diferentes bancos de dados solarimétricos de Madri sendo que o maior desvio padrão mensal ocorreu para o mês de junho, 39,41%, e a média anual apresentada foi de 16,23%.

Inicialmente, é possível sugerir que as grandes disparidades ocorridas na Tab. 1.4 e Tab. 1.5 foram ocasionadas por ausência de dados em séries históricas, ausência de calibração nos sensores, inconsistência entre os valores, etc. Porém, segundo Lorenzo (2003), todas essas dificuldades podem ser superadas por métodos estatísticos (ex: técnicas de amostragem, cálculo do tamanho da amostra, etc).

Outra possível causa está relacionada ao fato que os pesquisadores utilizam diferentes procedimentos/métodos³¹ chegando assim, a resultados distintos. Além disso, eles podem estar utilizando diferentes períodos de coleta dos dados para computar valores representativos (ex: dados horários ou diários ou mensais, etc).

De acordo com Lorenzo (2003) é importante salientar que apesar das dificuldades associadas às incertezas contidas nos dados de radiação solar, a priori, não derivam a partir da falta da perfeita precisão nos instrumentos de medição (ex: piranômetros), mas principalmente, da natureza estocástica causada por variações climáticas randômicas (nuvens, poeiras, etc). Ou seja, a partir das flutuações estatísticas globais na coleta do número finito de contagem, ao longo de intervalos de tempo finitos, o que leva a questão da real representatividade (confiança) que temos nos dados médios, que são baseados em observações do passado da radiação solar. Como exemplo, a Fig. 1.1 apresenta valores para o mês de janeiro, em Madri, retirado de um

³¹ Quando se deparam com dados de qualidade duvidosa, um pesquisador pode optar em utilizá-lo diretamente, ou estimar o melhor valor, ou simplesmente negligenciá-lo.

banco de dados correspondente aos anos de 1979 a 1986, com incertezas da ordem de 3%, cujo o valor médio da irradiação solar global, em plano horizontal, é igual a 1,99 kWh/m².

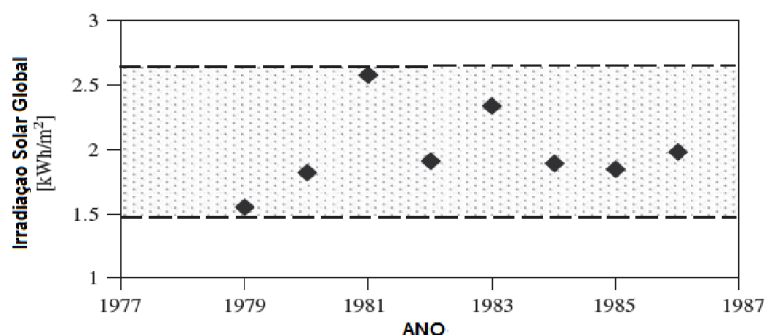


Figura 1.1 – Média diária para o mês de janeiro da irradiação solar global em Madri, para os anos de 1979 a 1986. Fonte adaptado Lorenzo (2003).

Como é possível visualizar na Fig. 1.1, ao longo dos anos, a probabilidade do valor futuro da irradiação solar global seja igual a 1,99 kWh/m² é praticamente zero, porém, se o rigor da previsão for reduzido, ou seja, considerando que o valor futuro esteja na faixa entre 1,55 a 2,58 kWh/m², como delimitado na Fig. 1.1, a probabilidade aumenta, cerca de $\pm 26\%$ em torno do valor médio, o que é bem maior que a precisão do dado original conforme destaca Lorenzo (2003). Portanto, surgem questionamentos tais como: de quanto é elevada a probabilidade para que o valor futuro da irradiação solar global seja igual a 1,99 kWh/m²? E, de quanto é elevada se for considerada a faixa (os limites / intervalo)?

Segundo Lorenzo (2003), métodos estatísticos básicos solucionam a esses questionamentos. Por exemplo, se for desejado 99% de probabilidade (coeficiente de confiança) do valor futuro da irradiação solar global seja igual a 1,99 kWh/m² é preciso manter o intervalo de confiança a $\pm 3\delta$ (δ =desvio padrão) em relação aos valores observados no passado, ou seja, $\delta=0,31$ kWh/m² e $\pm 3\delta$ igual a $\pm 47\%$ do valor médio.

Esse resultado ainda é elevado se comparado ao último intervalo considerado, portanto, de forma prática, um intervalo de $\pm 2\delta$ é geralmente utilizado conduzindo a resultados igual $\pm 31\%$ do valor médio. Utilizando 2δ de nível de confiança, a maneira correta de representar a previsão da radiação solar global, em plano horizontal, para o mês de janeiro em Madri, será entre os valores 1,37 a 2,61 kWh/m² ou 1,99 kWh/m² $\pm 31\%$.

O resultado encontrado ainda continua elevado e para reduzir ainda mais a incerteza, é necessário aumentar o número de anos para o futuro para a qual a previsão é aplicada, ou seja, prover uma previsão não somente para o próximo mês de janeiro, mas sim para o valor médio para os demais meses de janeiro. Dessa forma, os intervalos de confiança são reduzidos por um

fator de $1/(N)^{1/2}$, onde N são os anos futuros, portanto, se for considerado um intervalo de 10 anos a previsão correta será para o intervalo 1,79 a 2,91 kWh/ m² ou 1,99 kWh/ m² ± 10% (desconsiderando os erros dos instrumentos, no mínimo ± 3% para as melhores séries de dados de radiação solar e as causas da variabilidade que podem ser omitidas em uma série de 10 anos de dados). A Tab. 1.6 mostra as incertezas mensais e anual, para Madri, baseado em uma referência confiável, segundo Lorenzo (2003).

Tabela 1.6 – Média mensal da irradiação solar, plano horizontal, e desvio padrão para Madri.

Meses	Irradiação Solar (kWh / m ²)	Desvio Padrão
JAN	1,99	31%
FEV	2,64	23%
MAR	4,32	17%
ABR	5,32	15%
MAI	6,28	20%
JUN	7,29	9%
JUL	7,47	8%
AGO	6,62	8%
SET	5,11	14%
OUT	3,4	23%
NOV	2,16	34%
DEZ	1,72	20%
Média Anual	4,53	4%

Fonte: Adaptado Lorenzo (2003).

Como é possível observar na Tab. 1.6 a incerteza anual se tornou menor, 4%, se considerarmos todos os meses. Isso é ocasionado porque o dado anual é o resultado de mais agrupamentos do que os dados mensais. De acordo com Lorenzo (2003), quanto maior a agregação de dados, menor será a dispersão dos resultados correspondentes. Por exemplo, se considerarmos apenas as informações fornecidas pelos softwares SWERA / INPE e Radasol 1 (UFRGS) o fato mencionado pode ser constatado, ou seja, o desvio padrão anual, para Belo Horizonte-MG, entre as duas fontes é de 2,47%, (bem menor que o desvio padrão anual, 44,5%, apresentado na Tab. 1.4) conforme mostra a Tab. 1.7.

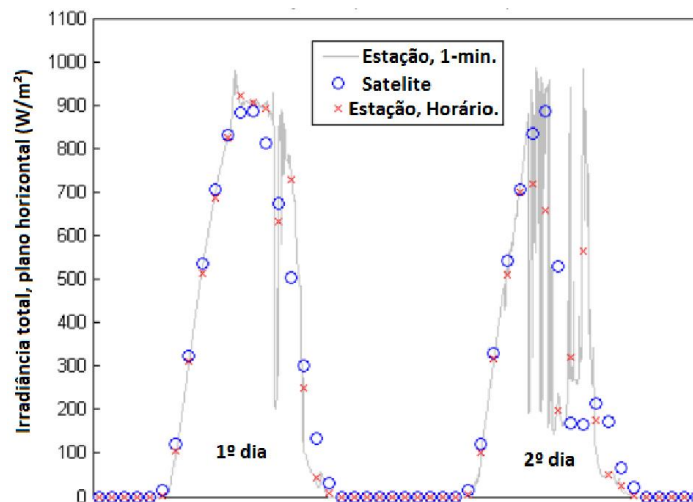
Tabela 1.7 – Valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta=0^\circ$ (kWh/m²-dia) para SWERA / INPE (BH) e Radasol 1 / UFRGS (BH).

Fontes	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média Anual
BH (SWERA / INPE)	5,75	5,94	5,49	5,16	4,35	4,20	4,45	5,22	5,74	5,85	5,50	5,33	5,25
BH(Radasol - UFRGS)	5,86	5,98	5,47	4,99	4,34	4,14	4,41	5,10	5,54	5,78	5,56	5,39	5,21
Média Mensal	5,81	5,96	5,48	5,08	4,35	4,17	4,43	5,16	5,64	5,82	5,53	5,36	5,23
Desvio Padrão	7,78%	2,83%	1,41%	12,02%	0,71%	4,24%	2,83%	8,49%	14,14%	4,95%	4,24%	4,24%	2,47%

Finalmente, conforme constatado por Lorenzo (2003), esse tipo de situação com grandes disparidades entre os dados de diferentes bancos de dados para Madri (e também constatado aqui para o Brasil) não são casos particulares apenas para esses dois países. Tais ocorrências se dão também em outros bancos de dados pelo mundo, e assim, é uma representatividade da situação geral dos bancos de dados disponíveis na atualidade. Portanto, independente da metodologia utilizada, o projeto de um sistema fotovoltaico é essencialmente um exercício de previsão estendido para vida útil do sistema.

A partir das considerações realizadas anteriormente, constata-se que o exercício de previsão da radiação solar para um projeto de um sistema fotovoltaico, inevitavelmente, está associado a um grande grau de incerteza, independentemente se o projeto possui uma boa base de dados históricos disponível e/ou se aplica modelos matemáticos mais complexos. Sendo assim, qualquer tentativa para superar tal incerteza é infrutífera como constatado por Lorenzo (2003).

Portanto, e diante do exposto nesta seção: quais dados de entrada nos modelos matemáticos utilizados para a estimativa da produção de energia em SFCR devem ser utilizados? Dados oriundos de imagens de satélites? Ou provindos de medições em campo através de estações solarimétricas? A Fig. 1.2, mostra dois dias de irradiância, em plano horizontal, utilizando dados horários e coletados de minuto a minuto originados de uma estação solarimétrica e de imagens de satélite.



Fonte: adaptado Stein, Perez e Parkins (2010).

Figura 1.2 –Irradiância com dados de imagens de satélite e de estações solarimétricas.

Como é possível observar na Fig. 1.2, os dados de imagens de satélites, círculos azuis, possuem certa precisão, até a metade do 1º dia, durante condições de céu claro (ex: sem nuvens) porém, a estimativa originada de imagens de satélites desvia, significativamente em

relação as médias horárias, durante períodos onde a condição for de céu parcialmente nublado. Ou seja, quando os valores dos dados de satélites variam de uma hora para outra o resíduo deixado tende a ser elevado o qual indica uma pobre correlação com os dados de estações solarimétricas.

Um estudo realizado por Stein, Perez e Parkins (2010) avaliaram e compararam a inserção de dados solarimétricos de imagens de satélites e estações e a aplicação destes dados em modelos matemáticos para a estimativa da produção de energia em SFCR. Os dados simulados foram também comparados com dados operacionais de um SFCR, de 1 kWp, instalado na cidade de Albuquerque (EUA).

Apesar dos autores terem constatado que os modelos matemáticos para a estimativa de energia em um SFCR que utilizaram dados de estação solarimétrica apresentaram melhores resultados (menores incertezas), os modelos com utilização de dados de imagens satélites apresentaram também um bom resultado principalmente para estimativa da energia total gerada à longo prazo, pois os erros associados com esses dados são maiores em períodos curtos (horas e dias), ou seja, em base horária, o desvio padrão para esses dados foi três vezes maior que os modelos que utilizaram dados de estações solarimétricas.

Entretanto, os erros médios, (*bias errors*) não foram muito sensíveis na utilização de ambas as fontes de dados nos modelos. Sendo assim, se esses resultados, no geral, se estenderem (confirmarem) para outras localidades, os dados de imagens de satélite são adequados para a realização de previsões da energia gerada por SFCR.

De fato, se há uma série histórica de dados de imagens de satélite, pois a mesma contém a variabilidade anual do recurso solar, estes dados podem ser úteis para utilização em modelos matemáticos, e complementares aos dados de campo, para a realização de previsão de energia de um SFCR com mais precisão.

1.2. Incertezas nos modelos de transposição

A utilização de modelos de transposição, ou seja, calcular a radiação solar incidente no plano inclinado proveniente de dados de radiação solar em plano horizontal também gera incertezas que devem ser avaliadas. Para isso, modelos horários e sub-horários são necessários para realizar a decomposição da radiação solar global em suas componentes, ou seja, radiação solar difusa e radiação solar direta.

Gueymard (2009) testou diversos modelos de transposição e encontrou erros elevados quando os modelos são utilizados pela primeira vez. Notton et al. (2006) e Thevenard & Haddad (2006) demonstraram que não há um melhor modelo a ser aplicado sendo que os resultados

irão variar de acordo com a combinação dos modelos utilizados, com as características da radiação solar da localidade, com a radiação solar refletida do solo (albedo), etc. Portanto, é difícil eliminar ou até mesmo reduzir os erros / incertezas contidas nos modelos de transposição por completo.

Quando é conhecida apenas a radiação solar em plano horizontal, em média mensal, a transposição para um plano inclinado adiciona incertezas entre 4% a 6% em comparação a métodos que utilizam valores horários. Thevenard e Haddad (2006) constataram que as incertezas ocasionadas pela inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos em um SFCR no Reino Unido geraram incertezas, em valores mensais da radiação solar global em plano inclinado, de 4%.

1.3. Incertezas contidas na radiação solar refletida do solo (albedo)

Em relação ao albedo, que é um dos parâmetros importantes utilizados nos modelos de transposição, este pode variar de 0,1 (para superfícies escuras) a 0,7 (ou mais) para superfícies claras (ex: neve) segundo constatado por Thevenard e Haddad (2006), sendo 0,2 (correspondente a reflexão da grama) o valor utilizado tipicamente. Esses autores, estimaram um ganho anual na produção de energia de um sistema FV decorrente da reflexão da radiação solar pela neve na faixa de +0,7 % a +2,6 % (dependendo do local) para um plano inclinado à 60°. Para inclinações menores, este ganho é pequeno e, embora não consensual, em grandes SFCR's, que possuem diversas fileiras (*strings*) de módulos FV's, o ganho torna-se desprezível logo após a segunda fileira, pois os módulos FV's não "enxergam" a radiação solar refletida pela neve.

1.4. Incertezas no Rendimento Global do Sistema

Esta seção será destinada a uma das principais figuras de mérito técnico utilizadas na avaliação de SFCRs, denominada de rendimento global ou *Performance Ratio* (PR), apresentada na seção 1.5, abordando-se os principais fatores que influenciam este parâmetro e alguns resultados disponíveis na literatura.

1.4.1. Rendimento Global do Sistema - *Performance Ratio* (PR)

Ueda et al. (2009) realizaram pesquisa considerando 533 SFCR's residenciais japoneses que representavam 2,1 MWp de capacidade instalada e foram registrados valores de PR's entre 66% a 82% e um valor médio de 77,3% para as residências que possuíam seus telhados orientados para o sul geográfico.

Um estudo realizado por Reich et al. (2012) constatou que, de uma forma geral e historicamente, o índice PR para um SFCR, em um contexto mundial, melhorou de 50% para 75% no final da década de 1980, de 70% para 80% nos anos 1990 e mais recentemente o PR está maior, em média, em torno de 80% (sendo até mesmo alguns sistemas chegaram a registrar um valor de PR da ordem de 90%³²). Entretanto, a faixa PR para novas instalações ainda varia entre 70% a 90%, em média, mostrando a necessidade de se avaliar todo o rendimento do SFCR conforme mostra a Fig. 1.3.

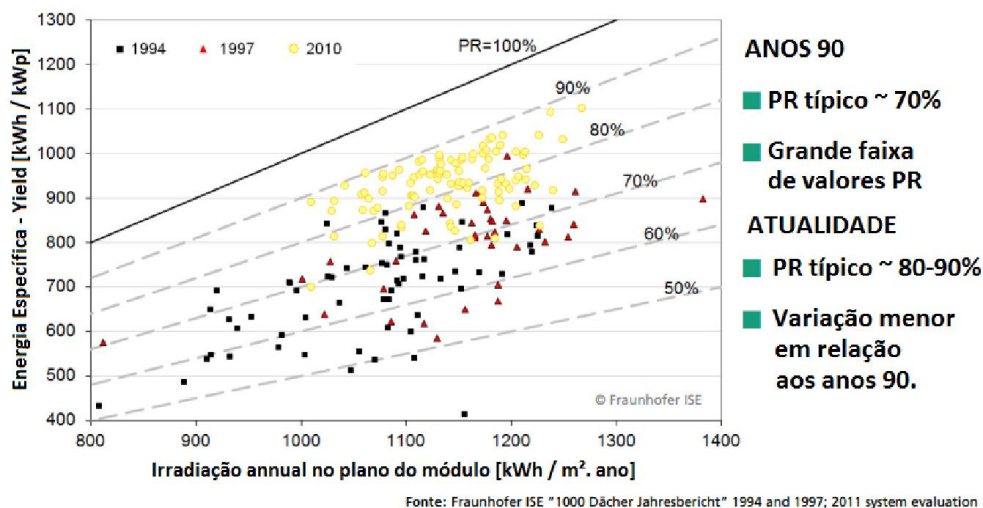
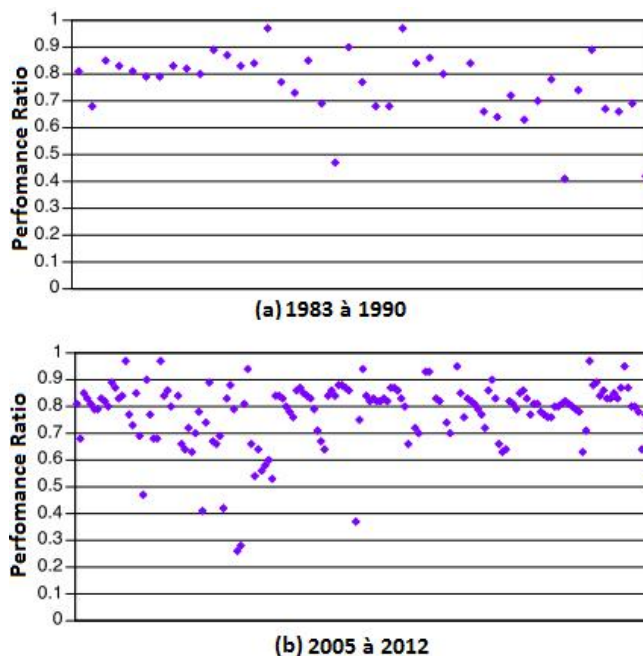


Figura 1.3 – PR's para SFCR's instalados na Alemanha entre os anos de 1994 a 2010.

Uma recente pesquisa conduzida pela Agência Internacional de Energia - IEA (2014), a qual possui um banco de dados para 594 SFCR's em operação (instalações entre 1 kWp à 2 MWp) em 13 países, confirma a afirmação realizada por Reich et al. (2012), conforme pode ser visto na Fig. 1.4 (a) e (b).

³² Um PR muito elevado pode indicar um erro de medição enquanto um PR muito baixo pode sinalizar um problema na operação do sistema.



Fonte: Adaptado IEA (2014).

Figura 1.4 – (a) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 1983 e 1990; (b) PR's para SFCR's instalados entre os anos de 2005 a 2012.

Finalmente, para o Brasil, diversos autores (Mello e Rampinelli (2016), Urbanetz, Junior e Tiepolo (2014), Macêdo e Zilles (2007), Nolasco et al. (2016), Paula et al. (2016), Torres (2016), Calvacante (2014) e Blasques (2014)) vêm publicando dados de sistemas fotovoltaicos em operação e, conseqüentemente, o seu rendimento global (PR). A tabela 1.7a apresenta os resultados para o rendimento global médio para algumas cidades do país.

Tabela 1.7a- Rendimento global médio para algumas cidades brasileiras.

Cidades	PR _{médio}	Referências
Florianópolis -SC	80%	Mello e Rapinelli (2016)
Curitiba -PR	70%	Urbanetz et al. (2014)
São Paulo - SP	71%	Macêdo e Zilles (2007)
Belo Horizonte - MG	68%	Nolasco et al. (2016)
Itumbiara -GO	79%	Paula et al. (2016)
Maceio-AL	75%	Torres (2016)
Tefé-AM	72%	Calvacante (2014)
Belém -PA	70%	Blasques et al. (2014)
Média	74%	

Conforme é possível observar na Tab. 1.7a, o PR_{médio} para SFCRs instalados em diferentes cidades brasileiras varia entre 68% a 80% sendo que a média entre as localidades apresentou

um PR igual a 74%, ou seja, um bom rendimento global e que está dentro da faixa descrita por Reich et al. (2012).

1.5. Classificação dos módulos fotovoltaicos (*module ratings*)

Na atualidade, é frequente constatar que a potência de módulos fotovoltaicos instalados em campo se diferencia da potência que realmente está em sua folha técnica (potência classificada ou *module rating*, em inglês), ou seja, estão sendo utilizados módulos FV's com potências abaixo da potência nominal de seus dados de "placa" nas condições padrões de teste (STC). Estudos realizados por Drif et al. (2007) apontaram diferenças da ordem de 9% a 11% em dois sistemas FV's de 70 kWp. Jahn and Nasse (2004) identificaram desvios da potência classificada de -5% a -26% para sistemas com rendimento global (PR – *Performance Ratio*) abaixo de 60%, constando como uma das razões principais para baixos PR's encontrados. Para os sistemas FV's com PR's adequados os autores encontraram os módulos FV's com 5% abaixo da potência classificada. Poissant (2009) reportou diferenças entre -6,5% a -23% em relação à potência classificada e a potência realmente medida. Ueda et al. (2009) constataram uma diferença significativa entre as potências de módulos FV's do mesmo modelo e fabricante sendo que alguns módulos FV's analisados, obtiveram um baixo desempenho em relação aos seus pares demonstrando ser um indicativo de que a classificação da potência dos módulos FV's esteja fora da realidade encontrada.

De acordo com Thevenard e Pelland (2013) há a necessidade de requerimentos mais rigorosos nas normas para a aferição da corrente elétrica dos módulos FVs sendo este parâmetro elétrico como uma das causas da situação descrita. Como exemplo, a segunda edição da norma IEC 61215 (2005) não dispõe de um critério que garanta que a potência dos módulos FV's esteja próxima à classificação de potência dada pelo fabricante. Atualmente, a degradação da potência máxima de saída de um módulo FV não deve ultrapassar o limite pré-estabelecido, antes e após, para cada teste (geralmente, 5%) sendo assim, os módulos FV's atingem o número de critérios necessários, descritos na norma, e estes são aprovados nos testes de qualificação.

Cabe salientar que o problema destacado por Thevenard e Pelland (2013) já não é mais encontrado na atual norma IEC 61646 (2008) e será corrigido para a próxima edição da norma³³ UL 1703 (2016), exigindo-se que as potências classificadas especificadas pelos fabricantes devem ter um valor mínimo. Segundo Dunlop, a norma de segurança para módulos FV's determina que a potência de saída de um módulo FV testado, sob condições padrões (STC), deve

³³ Norma de requerimentos para qualificação e tipo de aprovação de módulos FV terrestres de silício cristalino e amorfo.

ser no mínimo 90% da potência classificada. Apesar de já ser uma indicação, esse critério foi muito criticado por ser muito flexível exigindo assim, mais rigidez na indicação da classificação da potência dos módulos FV's. Finalmente, é importante destacar que já existe uma preocupação relativa a esse tema no mercado. Em alguns catálogos de módulos FV's, já há uma indicação de tolerância para classificação da potência em seus produtos que varia de 0% a 5% ao invés de $\pm 3\%$.

Finalmente, a classificação de potência irreal em módulos fotovoltaicos degrada a estimativa do PR em um SFCR. De fato, e como já destacado anteriormente, na atualidade houve uma melhora, em média, dos PR's no mundo que está atribuída, em parte, ao uso mais realístico da classificação de módulos fotovoltaicos bem como na melhora das eficiências dos módulos FVs e dos conversores estáticos (inversores), como destacado por IEA (2014).

1.6. Degradação (Envelhecimento) de módulos fotovoltaicos

A degradação é a deterioração gradual das características do componente ou sistema que afeta sua habilidade em operar nos limites de aceitação, sendo causada pelas condições de operação (Ndiaye et al., 2013). Um módulo fotovoltaico degradado poderá continuar a fornecer energia elétrica mesmo que não esteja operando em sua melhor condição, porém, dependendo do nível de degradação, poderá ser crítico na geração de uma usina solar.

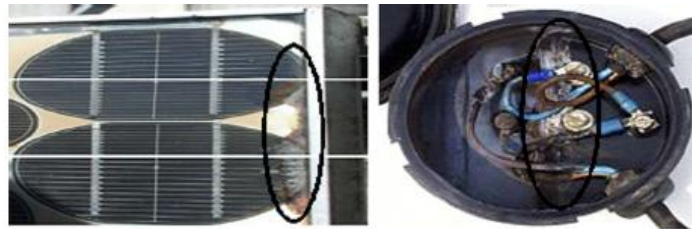
De acordo com Moore e Post (2008), os fabricantes consideram um módulo FV degradado quando sua potência atinge um nível abaixo de 80% de sua potência nominal. De acordo com Ndiaye et al. (2013), a produção de energia de um módulo FV pode ser afetada pela degradação por diversos fatores, entre os quais podemos citar: temperatura, umidade, irradiação solar e choques mecânicos, sendo que cada um desses fatores pode induzir um ou mais tipos de degradação tais como: corrosão, descoloração da célula e do encapsulamento EVA, descolamento do encapsulamento (EVA) e quebras (células, vidros, contatos). A seguir, são descritos de forma sucinta e objetiva as causas de cada tipo de degradação.

1.7. Corrosão

A umidade que penetra em um módulo FV, através das extremidades das lâminas, e fica retida em seu interior causam a corrosão e também o aumento da condutividade elétrica no material. Além disso, a corrosão "ataca" as conexões metálicas (resistência série / paralelo) das células solares causando perdas em sua geração com o aumento de correntes de fuga bem como degrada a adesão entre células e a moldura metálica.

Wohlgemuth et al. (2005, 2011) estudaram o impacto da umidade e da temperatura na degradação de um módulo fotovoltaico. Eles realizaram testes acelerados, denominados de 85 / 85 (temperatura igual a 85 °C e umidade relativa igual a 85%) de acordo com a norma IEC 61215 (2005). Eles constataram que a corrosão aparece após 1000 horas de exposição do módulo fotovoltaico sob a condição de 85 / 85.

Carlson et al. (2003) demonstraram que o sódio, que reage com a umidade, contido nos vidros é o principal fator da corrosão nas extremidades de módulos FV. Osterwald et al. (2003) observaram que a primeira, e mais rápida, degradação encontrada em um módulo fotovoltaico é causada pelo oxigênio que é o principal fator de corrosão nas junções do silício. Kemp (2005) e Munoz et al. (2011) comprovaram que a umidade no interior dos módulos FV possui relação com a taxa de degradação, especialmente em climas tropicais, e que a infiltração da umidade no interior do módulo FV estará presente, de forma significativa, durante a vida útil do equipamento e que a única forma de se evitar a penetração da umidade é selar o módulo FV devidamente. A Fig. 1.5 mostra o efeito da corrosão nas extremidades e nas conexões de um módulo fotovoltaico (círculos pretos).



Fonte: Ndiaye et al. (2013).

Figura 1.5 - Efeito da corrosão nas extremidades e nas conexões de um módulo fotovoltaico.

1.8. Descolamento do módulo fotovoltaico

As perdas por adesão, ou descolamento, ocorre entre o encapsulamento do polímero e as células FV's ou entre células FV's e o vidro. De acordo com Jansene Delahoy (2003), essas perdas representam um grande problema, pois causam dois efeitos: o aumento da reflexão da radiação solar e a penetração de água no interior da estrutura dos módulos fotovoltaicos aumentando assim, a umidade e a degradação química e física (ex: corrosão). Além disso, o descolamento é mais severo quando ocorre nas extremidades dos módulos FV's e que pode ocasionar redução da sua potência, e riscos de choques elétricos no dispositivo e também em todo o sistema FV. Os pesquisadores afirmam que o descolamento é ainda causado pela acumulação de sal e

penetração de umidade no interior do módulo FV. A Fig. 1.6 apresenta um módulo FV com descolamento (círculos pretos).



Figura 1.6 - Módulo FV com descolamento. Fonte: Ndiaye et al. (2013).

Um tipo particular de degradação por descolamento é a perda de adesão do EVA, que afeta uma pequena área, que combinada com a dilatação da superfície forma-se bolhas. A Fig. 1.7 mostra módulo fotovoltaico com bolhas (círculos em vermelho).



Figura 1.7 - Módulo FV com bolhas. Fonte: Ndiaye et al. (2013).

As bolhas são geralmente ocasionadas por reações químicas onde os gases emitidos no interior do módulo FV ficam aprisionados dificultando assim, a dissipação de calor das células FV's, aumentando o sobreaquecimento e reduzindo o tempo de vida do equipamento. As bolhas, geralmente, se localizam no centro, parte posterior, da célula FV (ver Fig. 1.7) ou na parte frontal do módulo FV que poderá reduzir a incidência da radiação solar no painel FV (dissociação e aumento da reflexão da radiação solar).

1.9. Descoloração (*Yellowing*) do módulo fotovoltaico

A descoloração em um módulo fotovoltaico é uma mudança na cor do material que se torna amarela e, às vezes, marrom a qual modificará a transmitância da luz que atinge uma célula fotovoltaica e assim, a potência gerada por um módulo FV será reduzida conforme é possível observar na Fig. 1.8 (círculos pretos).

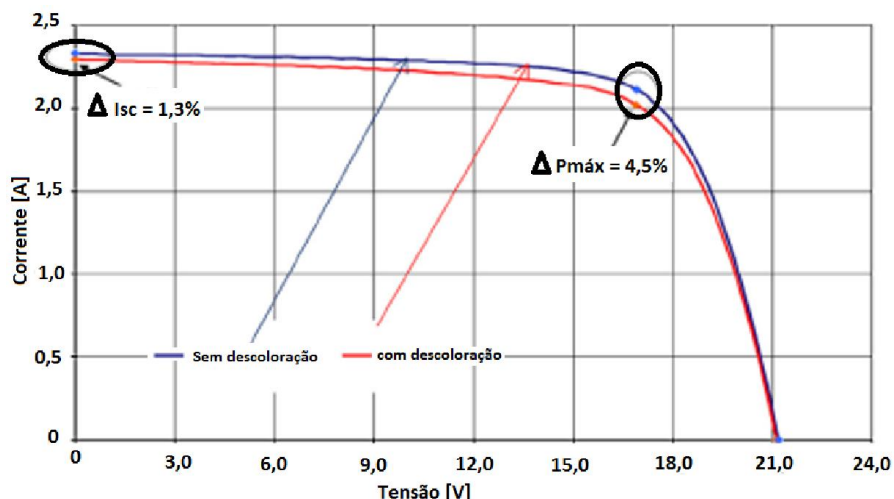


Figura 1.8 - Diminuição do ponto de máxima potência com o efeito da descoloração em módulo fotovoltaico. Fonte: Adaptado Ndiaye et al. (2013).

A descoloração resulta, geralmente, na degradação do encapsulante do módulo FV (EVA) ou no material adesivo entre o vidro e as células fotovoltaicas³⁴, sendo a sua principal causa a incidência de raios ultra-violetas (UV) combinados com a ação da água sob temperaturas maiores que 50°C (Oreski e Wallner, 2009). Segundo Ndiaye et al. (2013), para a descoloração parcial na superfície do módulo FV, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) diminui entre 6 a 8 % da corrente nominal e para descoloração total de 10 a 13 %. A Fig. 1.9 expõe uma célula FV e o encapsulante EVA sob o efeito da descoloração.

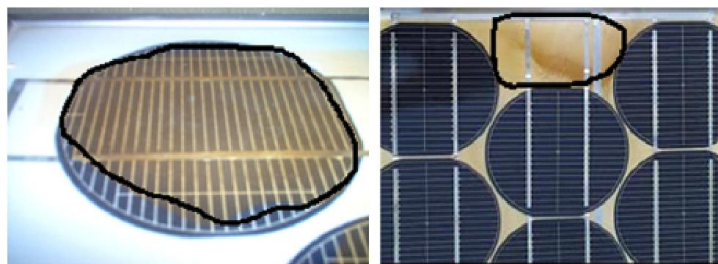


Figura 1.9 – Célula fotovoltaica e EVA sob efeito da descoloração. Fonte: Ndiaye et al. (2013).

1.10. Quebra e rupturas no módulo fotovoltaico

As rupturas em vidros de módulos fotovoltaicos é um importante fator de degradação. Elas ocorrem, na maioria dos casos, durante a instalação, manutenção e especialmente durante o transporte de módulos FV's para os locais de instalação. Os painéis FV's quebrados ou com rupturas estarão mais expostos à infiltração de umidade, riscos de choques elétricos e

³⁴ Aparecendo em regiões diferentes dependendo do polímero utilizado.

consequentemente às degradações de corrosão, descoloração e descolamento destacadas anteriormente. A Fig. 1.10 mostra um módulo fotovoltaico quebrado.

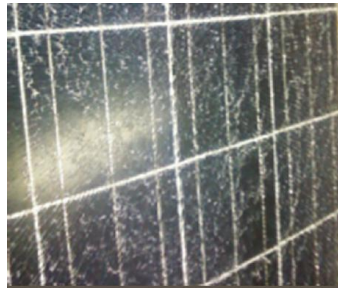


Figura 1.10 - Módulo fotovoltaico com vidro quebrado. Fonte: Ndiaye et al. (2013).

Cabe salientar que devido à necessidade da indústria economizar matéria prima (ex: silício) e também de reduzir os custos de produção das células solares, os produtores, ao longo dos anos, diminuíram a espessura (de 300 μm para 200 μm e até mesmo 100 μm) e aumentaram as suas superfícies para 210 mm x 210 mm. Desta forma, é possível perceber que as células FV's atuais são bem frágeis e bem susceptíveis à ruptura, principalmente, durante seu manuseio, empacotamento e armazenagem, porém, para se localizar uma ruptura é necessária uma análise especializada (utilizando métodos específicos), pois a "olho nú", é impossível detectar tais falhas.

1.11. Degradação Induzida pelo Potencial (*Potential Induced Degradation* – PID)

Os módulos fotovoltaicos conectados em série elevam a tensão do sistema fotovoltaico e por isso, para se evitar choques elétricos, todas as estruturas metálicas dos módulos FV's são aterradas porém, devido a tensão elétrica entre os painéis FV's e sua estrutura, é possível que os elétrons nos materiais utilizados nos módulos FV's possam a "escapar" pelo aterramento quando o isolamento da estrutura e camadas ativas não estão em perfeitas condições criando assim, correntes de rupturas que criam uma degradação nas características elétricas das células fotovoltaicas. Esse fenômeno é conhecido como degradação induzida pelo potencial (PID - *Potential Induced Degradation*, em inglês) e é caracterizado por uma progressiva deterioração do silício cristalino dos módulos fotovoltaicos devido à presença de corrente elétrica induzida. Esse tipo de fenômeno é mais comum em climas úmidos onde as correntes de fugas aumentam com a umidade (Ndiaye et al., 2013).

Finalmente, a Fig. 1.11 apresenta, de forma resumida, a representatividade dos tipos de degradação para módulos fotovoltaicos de silício cristalino que consequentemente afetam o PR de um SFCR.

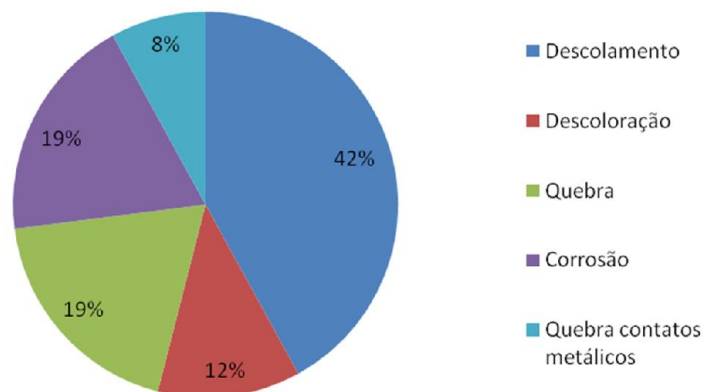


Figura 1.11 - Representação dos modos de degradação mais comuns para módulos fotovoltaicos de silício cristalino. Fonte: Adaptado Ndiaye et al. (2013).

1.12. Taxa de Degradação de módulos fotovoltaicos

No geral, a degradação em um módulo fotovoltaico é avaliada pela medição da perda de potência, durante seu tempo de vida, e comparada com sua potência inicial. Portanto, para prever a energia gerada, por exemplo, fornecida em uma usina solar fotovoltaica ao longo do tempo, é muito importante o conhecimento das taxas de degradação, para diferentes tecnologias, de forma a se obter uma melhor previsão do tempo de retorno do investimento do empreendimento. A Fig. 1.12 (a) mostra a degradação da potência de um módulo fotovoltaico ao longo dos anos (além do limite aceitável de degradação, linha vermelha) e a Fig. 1.12 (b) apresenta o decaimento, círculos roxos, do parâmetro PR anual (70 %, em 1993, para abaixo de 50% em 2001) de um SFCR monitorado por 9 anos na Alemanha como consequência dos efeitos de degradação ocasionados em células fotovoltaicas.

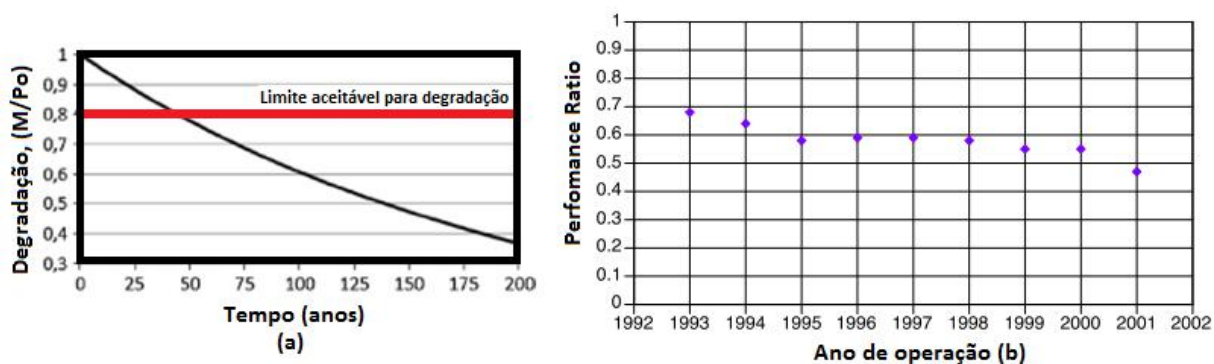


Figura 1.12 – (a) Degradação da potência de um módulo fotovoltaico ao longo dos anos (Fonte: adaptado Ndiaye et al. (2013)); (b) Decaimento do parâmetro PR anual de SFCR devido aos efeitos de degradação em células FV (Fonte: Adaptado IEA, 2014).

Dirk e Kurtz (2012), realizaram estudos sobre as taxas de degradação através de medições realizadas em campo, em aproximadamente 2.000 módulos fotovoltaicos de diferentes

tecnologias para os últimos 40 anos, e chegaram a um valor de mediana de 0,5% / ano e média de 0,7% / ano para a tecnologia de silício cristalino e valor de mediana 1,0% / ano e média de 1,5% / ano para as tecnologias de filme finos. A Figura 1.13 mostra histogramas³⁵ de taxas de degradação para as duas tecnologias mencionadas.

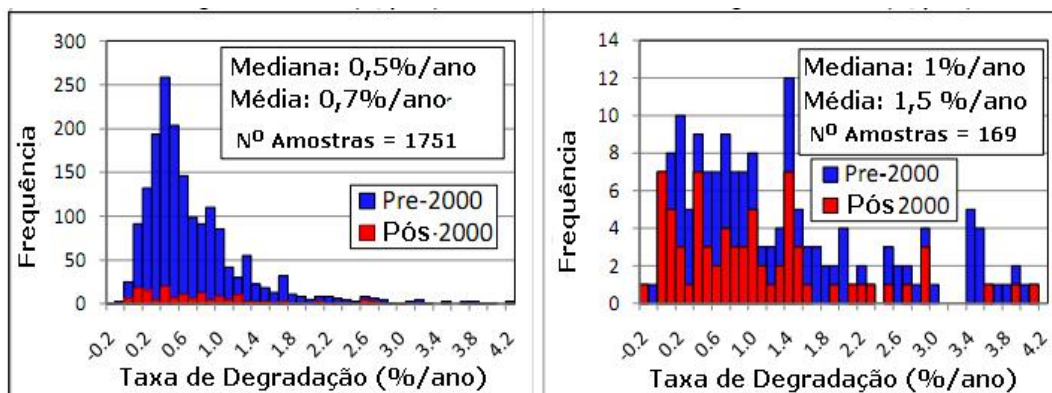


Figura 1.13 – Histogramas das taxas de degradação (com mediana, média, número de amostras e datas de operação, azul (antes do ano 2000) e vermelho (após ano 2000)) de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e filme fino ao longo dos anos. Fonte: adaptado Dirk e Kurtz (2012).

De acordo com a Fig. 1.13 é possível observar que as tecnologias de filme fino possuem taxas de degradação maiores que as tecnologias de silício cristalino. Tal fato pode ser melhor observado na Fig. 1.14, onde as tecnologias Si-m e Si-p apresentaram taxas menores que 1% / ano, a tecnologia de filme fino, CdTe, maior que 2% / ano (pré-2000) e menor que 1% / ano (pós-2000) e para as tecnologias CIGS e a-Si valores similares de taxas de degradação, ou seja, próximo a 2% / ano (pré - 2000) e próxima a 1,5% / ano (pós - 2000).

³⁵ Os histogramas mostram as taxas de degradação para longo prazo e não a curto prazo (ex: "Light Induced Degradation").

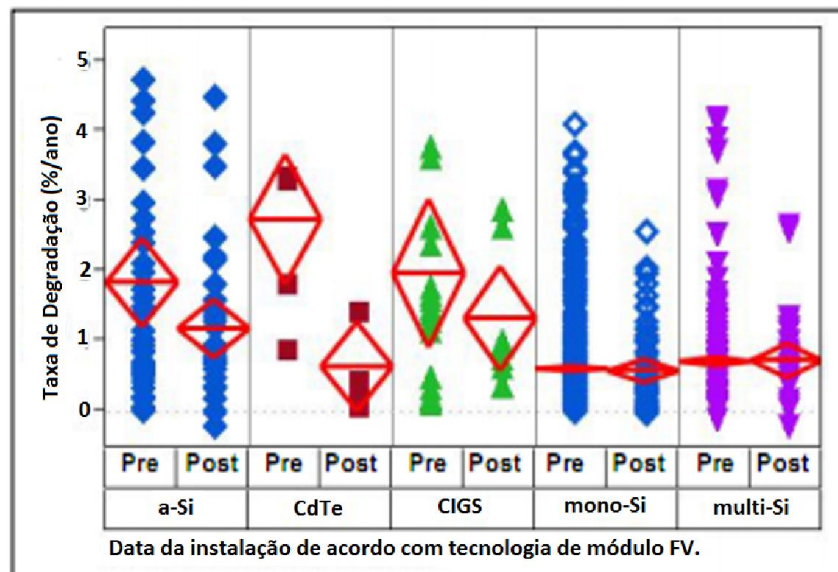


Figura 1.14 – Taxas de degradação por tecnologias (o losango em vermelho representa a média (centro) e o intervalo de 95% de confiança, são as extremidades). Fonte: Dirk e Kurtz (2012).

1.13. Disponibilidade dos sistemas (*Availability*)

Jahn e Nasse (2004) realizaram um estudo sobre a disponibilidade anual de 116 sistemas FVs conectados à rede elétrica, instalados na Alemanha, Itália e Suíça, tendo encontrado resultados próximos a 95% de disponibilidade (para as instalações mais recentes, 90% dos sistemas tiveram disponibilidade maior que 90% e 55% desses, obtiveram disponibilidade igual a 99%). Moore e Post (2008), relataram 150 ações de manutenção imprevistas (falhas no sistema de aquisição de dados, inversores, caixas de junções, arranjo fotovoltaico e desconexão CA ocasionadas por descargas atmosféricas, alta resistência de contato na desconexão CA, falhas no diodo de *by-pass*, falta de *auto-reset* dos inversores e roedores) em usina solar FV de 3,51 MWp porém, mesmo com essas falhas, o SFCR apresentou uma disponibilidade geral de 99,4% durante um período de medição de 5 anos em campo.

Um estudo realizado com 21 SFCR's durante 10 anos de operação revelou que os inversores correspondem a 63% das falhas, os módulos fotovoltaicos 15% e outros componentes 23%, sendo que, em média, as falhas ocorreram a cada 4,5 anos (Jahn e Nasse, 2004). Uma pesquisa realizada por Sugiura et al. (2003), com SFCR japoneses, revelou que os inversores falham em 6% e módulos FV's em 1% nos SFCR's sendo que 45% dos sistemas avaliados apresentaram ocorrências de falhas nos inversores (ex: instabilidade, falha de energia, ou deslocamento do limite da potência). Para esses sistemas, o tempo entre falhas foi de 3,5 anos sendo que o tempo

para reparo foi de 25 dias e a disponibilidade geral dos sistemas foi de 99,74%. Cabe salientar que a indisponibilidade devido as falhas em inversores é variável sendo que o tempo entre as falhas pode variar de 7 a 16 anos correspondente a disponibilidade de 83,5% a 98,3%.

Finalmente, um outro ponto importante é que os SFCR que não possuem um sistema de monitoração estão mais propensos a falhas e tendem a ficar sem produzir energia por períodos mais elevados, sendo que plantas solares (centrais fotovoltaicas de grande porte) são bem monitoradas e assim, apresentam menores falhas em relação aos sistemas residências (IEA, 2014).

1.14. Presença de neve

Muitos são os parâmetros que tornam complexas as análises de influência da neve sobre os geradores FV nos SFCR's, podendo-se destacar: tipo de neve (leve ou pesada), idade da neve, radiação solar, temperatura, ângulo de inclinação e tipo de instalação (ex: integrada à edificação, *Building Integrated Photovoltaic* – BIPV, ou central solar – *ground mounted*, etc), distância entre os módulos FV's e o chão, clima e local. Estudos estão sendo conduzidos de forma a avaliar com maior segurança a influência da neve em SFCRs.

Ueda et al. (2009) constataram, em uma análise realizada com 500 SFCR's instalados no Japão, que a presença de neve sobre a superfície dos módulos FVs é um fator de perdas elevadas, porém, em base anual, essas perdas chegam a 2,2%. Um estudo realizado na Alemanha por Becker et al. (2006), estimou perdas anuais devido à presença de neve sobre os módulos FVs de SFCR's na ordem de 0,3 a 2,7%.

1.15. Presença de poeira e sujeiras

Da mesma forma que a neve, os efeitos decorrentes da poeira e sujeiras sobre os módulos FV's em SFCR's dependem do clima e do local e são difíceis de modelar ou serem extrapolados. De acordo com um estudo realizado pela IEA (2002), a sujeira sobre um módulo FV pode ser resultado de diversos mecanismos, podendo-se destacar: poluição, acumulação de poeira ou pólen, crescimento de líquens nas molduras dos módulos FVs, fezes de pássaros, entre outros. Esse último parâmetro é preocupante, pois, ao contrário da poeira, as fezes são difíceis de serem retiradas da superfície dos módulos FV's pelas chuvas. O impacto na produção de energia anual de um SFCR devido às fezes de pássaros é tipicamente menor que 2%.

A Comissão Californiana de Energia (2001) estimou as perdas oriundas do acúmulo de poeira e sujeira em sistemas FVs na ordem de 7%. Marion et al. (2005), recomendaram fatores de ponderação, *derate factors*, em inglês, de 0,95 para sujeiras com um intervalo de variação

entre 0,75 a 0,98. Kimber (2007) realizou experimentos nos EUA com três SFCR's similares (uma era constantemente limpa e os demais não) e constatou perdas anuais de energia nos sistemas com sujeiras na ordem de 3,5% e 5,1%. Hammond et al. (1997) verificaram que a sujeira na superfície dos módulos FV's aumenta de 2,3% para 7,7%, quando ângulo de incidência da radiação solar varia do plano de incidência normal para inclinação de 56°.

1.16. Sombreamento, inclinação e orientação

O sombreamento não pode ser evitado em grandes usinas solares FVs onde há diversas fileiras (*strings*) de módulos FVs, porém, esse sombreamento pode ser minimizado com maior espaçamento entre as *strings* e a utilização de ângulos de inclinação dos módulos FVs mais baixos. O sombreamento em uma usina solar FV é melhor estimado no próprio local e com a utilização de softwares específicos para simulação de sombras na localidade (ex: ECOTect, PVSyst, PV-SOL, etc).

Devido ao fato das células fotovoltaicas que compõem os módulos FVs estarem conectadas em série, esses dispositivos poderão sofrer perda de energia quando há situações de sombreamento, acúmulo de poeira, ou com algum defeito de fábrica. Para esse tipo de situação, a corrente elétrica total dependerá da célula mais “debilitada” (ex: sombreada) fazendo a corrente elétrica do conjunto tender a zero. Outro fato que poderá ocorrer, é que essa célula solar sombreada, ou com defeito de fabricação, será uma carga para as demais da associação em série, resultando, portanto, em uma tensão inversa a soma das tensões das outras células e, conseqüentemente, em um aquecimento denominado de ponto quente (*hot spot*). A Fig. 1.15 mostra a operação de um módulo fotovoltaico com uma célula danificada.

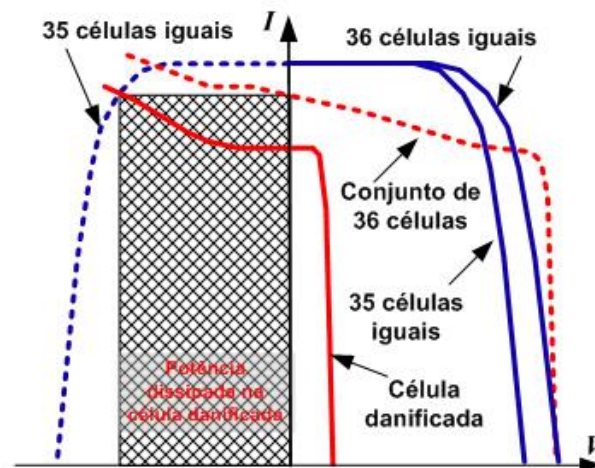


Figura 1.15 – Operação de um módulo fotovoltaico com uma célula danificada. Fonte: Zilles et al. (2012).

De acordo com a Fig. 1.15 é possível notar o quanto de potência é dissipada quando há uma célula danificada/sombreada em módulo fotovoltaico dessa forma, são necessárias medidas de proteção, pois uma vez que há ocorrências com frequência desses fenômenos, poderá acarretar em queima da própria célula FV e assim, impedir o fluxo de corrente elétrica. A Fig. 1.16 mostra célula solar de módulo fotovoltaico queimada.



Figura 1.16 - Célula solar de módulo fotovoltaico queimada. Fonte: Ndiaye et al. (2013).

De forma a evitar que as células dos módulos fotovoltaicos se danifiquem, são conectados ao circuito, em grupos de células de forma a diminuir os custos, diodos de passagem (*bypass diode*, em inglês) nas caixas de conexão. Esses dispositivos possuem a função de ser um caminho alternativo para a corrente elétrica limitando a dissipação de energia na célula solar com defeito.

As incertezas através de sombras são difíceis de serem modeladas, porém, na literatura, há diversas publicações (Alonso - Garcia (2006), Rüter, Kleiss e Bücher (1996), King, Boysen e Kratochvil (2002)) que se baseiam em modelos matemáticos que utilizam as curvas características I-V dos módulos FVs. Esses modelos possuem precisão e incluem todos os detalhes de interconexão entre as células solares e diodos de *bypass*, porém, são complexos baseados em equações não lineares, requerendo um esforço computacional elevado. Apesar dessas dificuldades, esses métodos são muito utilizados no desenvolvimento de softwares para a produção de energia através de SFCR's.

Alonso-Garcia, Ruiz e Lorenzo (2010) desenvolveram um modelo matemático simples, que não é baseado nas equações da curva I-V, para estimar as perdas decorridas pelo sombreamento em geradores FVs. Os resultados encontrados, em relação às perdas ocasionadas pelo sombreamento, foram convincentes variando de 2,1% a 3,9%. Cabe salientar que as perdas por sombreamento experimentais nos sistemas FVs em operação são, em média, no valor de 5% segundo Silvetre e Chouder (2008).

Os efeitos da inclinação e orientação no rendimento de um gerador FV dependem da razão entre a radiação direta e difusa bem como da fração de albedo da localidade onde está instalado

(Rüther, Kleiss e Bücher, 1996). A inclinação ótima anual, como regra, é dada pela latitude local, enquanto que a orientação ótima, para instalações FVs no hemisfério sul, é a de uma superfície voltada para o norte geográfico. Entretanto, a inclinação e orientação ótimas não são parâmetros críticos conforme estudos realizados por Rüther, Kleiss e Bücher (1996), onde foi possível constatar que para uma grande variedade de orientações possíveis, conseguiu-se atingir uma incidência de mais de 95 % da radiação solar máxima. Além disso, sistemas com orientações leste ou oeste podem ter desempenho satisfatório, mesmo se instalados com ângulos inclinados ou na vertical, com rendimento da ordem de 60 % em relação a uma orientação ótima (Rüther, Kleiss e Bücher (1996), King, Boysen e Kratochvil (2002)). Como exemplo, a Fig. 1.17 mostra simulação realizada, através do software PV Design (UFSC³⁶) com dados do banco de dados Radasol (UFRGS), para a cidade de Belo Horizonte-MG (valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta=0^\circ$, (kWh/m².dia), considerando diferentes ângulos azimutais de superfície (orientação) e inclinações (β).

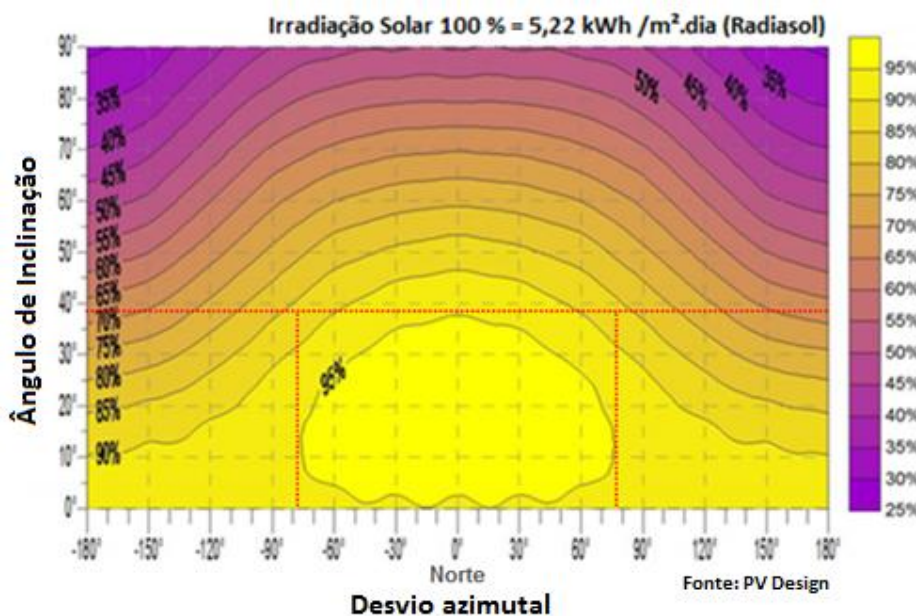


Figura 1.17 – Perdas energéticas com a variação do ângulo de inclinação e orientação para a cidade de Belo Horizonte.

De acordo com a Fig. 1.16, é possível observar que haverá a garantia de disponibilidade do recurso solar, ao longo do ano, de no mínimo 95 % na área compreendida, demarcada pelas linhas em vermelho, entre os desvios azimutais (leste ou oeste) próximos à 80° (tendo o norte geográfico, ou seja, desvio azimutal igual a 0° como referência) e inclinações (β) até cerca de 40° . Portanto, os deslocamentos angulares compreendidos nessa faixa para a cidade de Belo

³⁶ Desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

Horizonte-MG irão influenciar pouco na disponibilidade de irradiação solar incidente sobre um SFCR.

1.17. Perdas após a saída do inversor

Existem dois tipos de perdas, entre o inversor e o ponto de conexão com a rede elétrica (PCC), que devem ser consideradas: as perdas por cabeamento (*wiring*) e perdas no transformador.

As perdas por cabeamento estão diretamente relacionadas a seleção dos cabos e as flutuações de temperatura. Conhecendo a especificação do cabo utilizado, simulações detalhadas podem ser realizadas para as perdas que ocorrem na saída do inversor. Entretanto, informações mais precisas da variação da temperatura nos condutores são necessárias, mas não estão disponíveis nos softwares de simulações para sistemas FVs. Desta forma, há a introdução de incertezas nas estimativas das perdas para os condutores. Segundo Thevenard e Pelland (2013), para o pior caso (temperaturas entre -20 °C à 90 °C), e assumindo que a queda máxima de tensão seja de 5%, as perdas irão variar entre 2% a 3,5%. Se a queda máxima de tensão for de 1%, as perdas serão de aproximadamente de 0,5% a 0,75%.

As perdas no transformador são divididas em duas partes: perdas no núcleo (*core*, em inglês) e perdas ôhmicas (*wiring*, em inglês). As perdas no núcleo são constantes e dependem primeiramente do material magnético e da geometria do núcleo, enquanto que as perdas ôhmicas são proporcionais ao carregamento do transformador e dependem das especificações dos condutores dos enrolamentos.

As perdas nominais no núcleo e ôhmicas podem ser estimadas a partir das especificações do fabricante, porém sujeitas a incertezas devido à variabilidade existente entre uma mesma classe de transformadores. Como exemplo, uma aproximação grosseira para um transformador de 1 MVA, de metal amorfo, situa-se na faixa de 0,85 % a 1%, para um transformador de aço-silício entre 1,5% a 2% e um transformador padrão da ordem de 2% a 3%. Para os núcleos dos transformadores de distribuição, a incerteza relativa está na faixa de -6% a 10% e as perdas por carregamento da ordem de -2% a 1,5%. De forma resumida, as incertezas por perdas ôhmicas em transformadores são modestas e podem variar da ordem de 1% a 7%.

1.18. Outras perdas envolvidas nos sistemas FVs e modelagem das incertezas em ferramentas computacionais

Segundo King et al. (2002), outras perdas, em base anual, que ocorrem nos SFCRs e que devem ser consideradas são: perdas térmicas (2% a 10%), perdas espectrais (1% a 3%), perdas ocasionadas pelo reflexo de objetos em frente aos módulos FV (0 a 5%), cabeamento (ôhmicas), perdas na conversão c.c./c.a. e perdas por desacoplamento (*mismatch losses*, em inglês). De acordo com Thevenard e Pelland (2013), a grande maioria dessas perdas podem ser modeladas por ferramentas computacionais (ex: perdas na conversão c.c./c.a., térmicas, ângulo de incidência) e suas contribuições individuais para as incertezas na produção de energia anual podem ser consideradas modestas sendo que a incerteza geral para “outras perdas” é estimada entre 3% a 5%.

O modelo de um SFCR propriamente dito, com ferramentas computacionais, é uma fonte de incertezas. A precisão dos modelos matemáticos é difícil de se estimar, pois é difícil distinguir entre a modelagem dos erros e os erros contidos nos parâmetros de entrada do modelo. Ambos, são geralmente avaliados em conjunto para a estimativa da produção de energia provinda dos modelos matemáticos e comparada com dados operacionais de um SFCR. Portanto, estimar essa incerteza geral é variável, porém, o MBE anual da produção de energia está entre 3% a 5% se o SFCR é muito bem caracterizado (King et al. (2007), SMA (2011)).





1.19. Perdas anuais de energia

Como destacado anteriormente, diversas são as perdas energéticas (*energy losses*) que causam um decréscimo da energia gerada por um SFCR (poeira / sujeira, perdas ôhmicas, angular e espectral, garantia (fornecida pelo fabricante de potência nominal do módulo FV), temperatura, tolerância, perdas por baixo nível de radiação solar e perdas por descasamento (*mismatch losses*), seguimento do ponto de máxima potência entre outras). Determinar o valor exato para cada uma dessas perdas, para cada módulo FV, não é tarefa simples e envolve a utilização de modelos matemáticos complexos que, geralmente, não levam a resultados precisos (Thevenard e Pelland, 2013). Portanto, os valores utilizados para a estimativa das perdas são baseados em experiências adquiridas nos estudos de sistemas FVs em operação e são valores essencialmente estatísticos e disponibilizados em médias anuais, denominados de valores médios anuais de perdas energéticas (*Annual Average Values of Energy Losses*).

Estudo realizado por Thevenard e Pelland (2013) em uma usina solar de 1,5 MWp no Canadá, e através de métodos estatísticos, chegou aos seguintes valores: 3,9% a 5% para a variabilidade climática/ recurso solar, 3% para o modelo de transposição, 3% para a classificação

dos módulos FVs, 2% para poeira / sujeira, 6,5 % para as demais perdas sendo que o resultado final, em termos anuais foram: 8,7% para produção de energia durante o primeiro ano e 7,9%, em média, para 20 anos de operação da usina. A Tab. 1.8 apresenta as perdas anuais na produção de energia esperadas em um SFCR relativas ao aumento de temperatura de célula e ao tipo de montagem para módulos FVs de silício monocristalino na cidade de Munich na Alemanha.

Tabela 1.8 - Perdas na produção de energia em um SFCR (em Munique - Alemanha) relativas ao aumento de temperatura de célula e ao tipo de montagem para módulos de Si-m – Fonte: SMA (2011).

Tipo de Montagem (Si-m) *	Temperatura célula (em relação ao ambiente)	Produção de Energia
 Estrutura no "chão"	+20 °C	0.0%
 No telhado (boa ventilação na parte posterior)	+30 °C	- 1.8%
 Na Faixada (ventilação ruim na parte posterior)	+35 °C	-2.7%
 Integração ao telhado ou na Faixada (BIPV) (não há ventilação)	+45 °C	-4.5%

1.20. Considerações Finais Capítulo 1

Neste capítulo, foi apresentado o conceito do termo incerteza e sua relação com três indicadores estatísticos que são amplamente utilizados e que serão aplicados nos próximos capítulos, ou seja, o erro absoluto médio (MBE), a raiz do erro médio quadrático (RMSE) e o desvio padrão (σ) ou incerteza padrão.

Além disso, foram também apresentadas e descritas as principais incertezas que envolvem a estimativa de produção de energia em sistemas FVs. Estas incertezas são parâmetros importantes na viabilidade econômica / financeira de um projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) e, portanto, devem ser compreendidas para que possam ser aplicadas de forma correta e coerente nos modelos matemáticos que serão descritos nos Capítulos 2, 3 e 4, e que compõem o processo de estimativa de energia de um SFCR.

Capítulo 2 – Estimativa da Radiação Solar Incidente

Os modelos matemáticos utilizados para a avaliação e previsão da produção de energia, ao longo do tempo, para sistemas FVs podem ser classificados em métodos mais aproximados, os quais realizam considerações gerais sobre os componentes do sistema, enquanto outros modelos, realizam considerações mais complexas levando em conta os parâmetros fornecidos pelo fabricante e / ou dados empíricos e físicos dos componentes (ex: modelo de 1 diodo para módulos FVs).

Esses modelos matemáticos são, geralmente, inseridos em ferramentas computacionais para fins comerciais e acadêmicos, de forma que realizem simulações não somente sobre a produtividade de energia do sistema como também para a realização de previsões de cunho financeiro/econômico (ex: custos de operação e manutenção, tempo de retorno do investimento, custo nivelado da energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE³⁷), fluxos de caixa, etc).

Diversas são as publicações (King, Boyson, Kratochvil (2004), Lorenzo et al. (1994), Macêdo (2006), Figueiredo (2012), Rampinelli (2009), Perpiñan, Lorenzo e Castro (2007), Williams e Betts (2006), Marion, Anderberg e Gray-Hann (2005)) que definem e propõem modelos / métodos matemáticos para cálculo da produção de energia de um sistema FV que depende não somente do conhecimento e estimativa do recurso solar, mas também da configuração da instalação (ex: inclinação e orientação), localização do SFCR e os obstáculos ao seu redor (ex: edificações, árvores, etc), eficiência de diversos componentes do sistema (ex: módulos FVs, inversores, etc) e, conforme já descrito no Capítulo 1, as perdas / incertezas envolvidas (ex: temperatura, cabeamento, poeira, sombreamento, etc).

Portanto, neste capítulo são apresentados modelos matemáticos para a estimativa do recurso solar, bem como a sua validação, que são fundamentais para o correto dimensionamento de instalações solares seja um sistema fotovoltaico ou um sistema termosolar. Nos Capítulos 3 e 4 serão apresentados, e validados, os modelos matemáticos para módulos FVs e inversores respectivamente de forma que se tenha um método para cálculo da estimativa da produção de energia de um sistema FV.

³⁷ É uma avaliação econômica do custo do sistema de geração de energia, ou seja, inclui todos os custos ao longo de seu ciclo de vida: investimento inicial, operação e manutenção, custo de combustível, custo de capital, e é muito útil para o cálculo dos custos de geração de diferentes fontes.

2.1. Métodos matemáticos para a estimativa da radiação solar

Um dos métodos convencionais utilizados para a estimativa do recurso solar é proposto pela equação de regressão de Ångström (1924). Essa equação relaciona a radiação solar global média diária, no plano horizontal, para um dia claro na localidade em questão, utilizando relações empíricas e a partir do número de horas de brilho solar (insolação). Page (1964) realizou uma modificação no modelo original proposto por Ångström baseando-se na radiação solar no topo da atmosfera (extraterrestre), para uma superfície no plano horizontal, e não na radiação solar global em condições de céu claro. Bennet (1965) formulou um novo modelo que foi aplicado com grande sucesso no hemisfério Norte e devidamente adaptado por Nunes (1979) para o Brasil sendo denominado de modelo de Bennet modificado. O modelo considera além dos efeitos de duração do brilho solar e da radiação extraterrestre, os efeitos relativos a altitude e época do ano.

2.2.1. Radiação solar direta e difusa no plano horizontal em média mensal

Estudos sobre a disponibilidade diária da radiação solar mostram que a fração média, que é a radiação solar difusa, é função do índice de claridade (K_t). Liu e Jordan (1960) desenvolveram um modelo matemático, que se tornou referência, que foi largamente utilizado. O método calcula a componente difusa, em média mensal no plano horizontal, baseando-se no índice de claridade, sendo que Collares - Pereira e Rabl (1979) obtiveram uma correlação utilizando a hora angular do pôr-do-sol de acordo com o dia médio representativo do mês.

2.2.2. Radiação solar difusa, direta e global em média horária

As estimativas da radiação solar horária pode ser um processo não exato, pois não é possível prever, com precisão, modificações climáticas, tais como: o aparecimento de nuvens intermitentes que podem vir a cobrir parte do céu, nos modelos matemáticos com dados em base diária, entretanto, há métodos que são baseados em dias claros que geram estimações conservativas para um período longo.

De acordo com Duffie e Beckman (2006), estudos estatísticos da distribuição temporal da radiação solar global em superfícies horizontais, utilizando dados diários médios mensais para diversas estações, levaram à formulação de coeficiente, r_t , definido como a razão entre a radiação solar global horária e a radiação solar global diária.

Analogamente, r_d é a razão entre a radiação solar horária difusa (I_d) e a radiação solar diária difusa (H_d). Cabe salientar que esse método pode ser utilizado para estimar as médias horárias

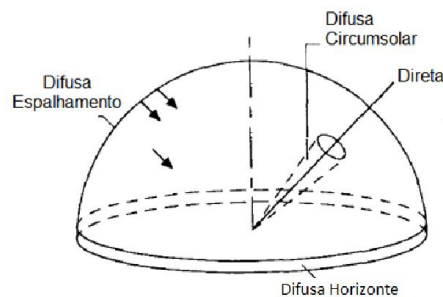
da radiação difusa se a média diária da radiação solar global for conhecida. Sendo que Liu e Jordan (1960) consideraram a razão r_d como função do tempo e duração astronômica do dia.

2.2.3. Radiação solar sobre superfície inclinada (Modelos de Transposição)

Para o cálculo da radiação solar incidente em superfícies inclinadas é necessário conhecer as direções às quais as componentes direta e difusa chegam à superfície em questão considerando que a grande maioria dos dados disponíveis são em base horária ou diária da radiação solar em plano horizontal.

O método proposto por Hottel (1976) é um dos modelos mais convenientes para resolver o problema da direção da radiação solar direta o qual considera o fator geométrico, R_b (razão entre a radiação solar direta no plano inclinado e a radiação no plano horizontal integrado no período de interesse), ou seja, o parâmetro R_b significa o rebatimento da radiação solar direta no plano horizontal para o valor correspondente no plano da superfície.

A direção a qual a radiação solar difusa é distribuída pelo céu é função das condições de nebulosidade e transparência do céu que são altamente variáveis. Modelos baseados em dias claros (*clear sky models*) sugerem que a radiação solar difusa é composta de três partes. A primeira parte denominada de “Isotrópica”, a qual recebe radiação solar de forma uniforme de todo o céu, a segunda parte denominada de “Difusa Circumsolar”, que é resultante do espalhamento da radiação solar e é concentrada em uma área do céu ao redor do Sol e a terceira parte, “Difusa no Horizonte”³⁸, que é concentrada no horizonte e é evidente em céus claros. A Fig. 2.1 mostra as três componentes difusas e a radiação solar direta distribuídas no céu de forma esquemática.



Fonte: Adaptado Duffie e Beckman (2006).

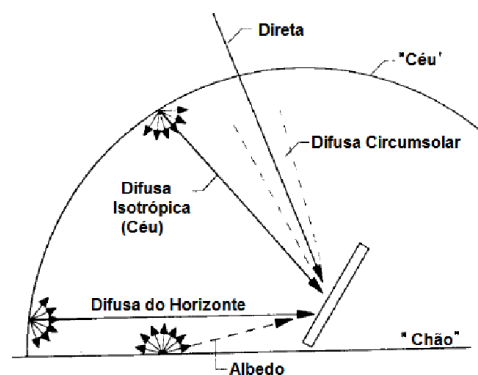
Figura 2.1 – Distribuição das componentes da radiação solar difusa no céu.

³⁸ É importante salientar que a distribuição angular da radiação solar difusa é também função da refletância do solo denominada de albedo (ρ_g) que contribuirá na contabilização do espalhamento da radiação solar no horizonte.

De acordo com Duffie e Beckman (2006), existem muitos modelos que tentam representar o céu e suas componentes direta, difusa e albedo em planos inclinados, denominados de modelos de transposição, sendo que os mais comumente utilizados e popularizados são os modelos isotrópicos e os anisotrópicos cuja diferença entre eles está na forma como as três componentes difusas são abordadas e no tipo de dados medidos que são requisitados para a realização dos cálculos (ex: dados de radiação solar global em plano horizontal).

Nos modelos isotrópicos (Liu e Jordan (1960), Badescu (2002) e Korokanis (1986)), a soma da radiação solar difusa vinda do céu com o albedo, em uma superfície inclinada, é assumida como a mesma independentemente da orientação sendo assim, a radiação solar global em superfície inclinada é a soma da contribuição da radiação solar direta calculada como $I_b R_b$ e a radiação solar difusa em plano horizontal, I_d . Tal consideração simplista mostra que toda a radiação solar pode ser considerada como radiação solar direta, porém, Liu e Jordan (1960) propuseram o modelo denominado de “Difusa Isotrópico” o qual a radiação solar incidente em uma superfície inclinada é composta de três componentes, ou seja, radiação solar direta (1º termo), radiação solar isotrópica difusa (2º termo) e o albedo (3º termo).

Apesar do modelo “Difusa Isotrópico” ser simples de entender e de calcular a radiação solar global em superfície inclinadas, ele é conservativo e tende a se subestimar. Modelos melhorados e mais complexos, denominados de anisotrópicos, foram desenvolvidos (Wilmott, Bugler (1977), Hay (1979), Davies e Hay (1978), Iqbal (1979), Skartviet e Olseth (1986), Reindl (1988), Klutcher (1978), Perez e Stewart (1987)) e os mesmos consideraram as componentes do céu denominadas de “Difusa Circumsolar” e “Difusa do Horizonte” em superfícies inclinadas conforme mostra a Fig. 2.2.



Fonte: Adaptado Duffie e Beckman (2006).

Figura 2.2 – Distribuição das componentes da radiação solar direta, difusa e albedo.

Hay e Davies (1978, 1979), estimaram a fração da radiação solar difusa considerando a componente circumsolar uniforme para todas as direções como a radiação solar direta e

desprezaram a radiação solar difusa do horizonte. Reindl (1988) melhorou o modelo proposto por Hay e Davies (1978), como proposto por Klutcher (1978) inserindo a componente difusa no horizonte e o modelo ficou amplamente conhecido como modelo HDKR³⁹.

O índice anisotrópico, A_i , determina uma porção da radiação solar difusa no horizonte que é tratada como espalhamento e incide no mesmo ângulo da radiação solar direta. O balanço da radiação solar difusa é assumido como sendo isotrópico. Sob condições de céu claro, o índice A_i é elevado e a grande maioria da difusa será considerada espalhada, porém, quando o céu estiver nublado, sem incidência da radiação solar direta, o índice A_i será zero.

Skartviet (1986) desenvolveu métodos para estimativa da radiação solar direta e difusa em superfícies inclinadas em médias mensais. Com o desenvolvimento do modelo de Perez e Stewart (1987) outros modelos anisotrópicos, que realizaram uma análise mais detalhada das três componentes da radiação solar difusa, também foram desenvolvidos.

2.2.4. Quais modelos utilizar?

Como descrito nas seções anteriores diversos são os modelos utilizados para realizar a estimativa da radiação solar global, e suas componentes (direta, difusa e albedo), portanto, surge uma questão: Qual (is) desse (s) modelo (s) devem ser utilizados?

Diversos autores na literatura (Kambezidis, Psiloglou e Synodinou (1997), Diez - Mediavilla e Bilbao (2005), Loutzenhiser et al. (2007), Demain, Jounée e Bertránd (2013), Notton et al. (2006), Evseev e Kudish (2009), Ineichen (2011), Utrilla e Martinez (1994) e Gueymard (1987)) realizaram avaliações em dezenas de modelos, isotrópicos e anisotrópicos, com validações dos cálculos através de dados coletados em campo e comparações (entre modelos e dados coletados) foram realizadas através de análises estatísticas baseadas em indicadores de eficiência, ou seja, os indicadores de erros médios⁴⁰.

Dentro dessas avaliações, os modelos que foram mais testados e comparados são os métodos desenvolvidos por Davies e Hay (1978); Skartviet (1986); Perez e Stewart (1987) e Gueymard (1987). Esses, são modelos que apresentaram bons resultados em relação a dados coletados em campo e por isso, são destacados nas diversas publicações já citadas.

É importante salientar, que todos os estudos comparativos foram realizados para localidades no hemisfério Norte, com apenas dois ângulos de inclinação e no máximo dois ângulos de orientação (azimutais) onde foi adotado, na grande maioria das pesquisas, o valor

³⁹ Em referência aos autores: Hay, Davies, Klutcher e Reindl (HDKR).

⁴⁰ “Mean Bias Error” (MBE), “Normalized Mean Bias Error” (NMBE), “Mean Absolute percentage Error” (MAPE), “Root Mean Square Error” (RMSE), “Normalized Root Mean Square Error” (NRMSE) e “Bayesian Information Criterion (BIC)”.

de 0,2⁴¹ foi adotado como valor fixo para o albedo⁴². Além disso, apenas nas publicações de Hay (1978), Demain, Jounée e Bertránd (2013) e Notton (2006) foram realizados estudos detalhados sobre o rendimento de cada modelo sobre diferentes condições de céu (claro, semi-nublado, nublado). A Tab. 2.1 (a), para todas as condições de céus (*All sky*), e Tab. 2.1 (b), para condições de céu claro (*Clear sky*), apresentam o rendimento de dez modelos (em ordem alfabética) utilizando dados coletados em campo (para um período de 12 meses) sendo que os resultados percentuais referem-se ao valor médio da irradiância, E_s , para inclinação de 40° e orientação para o Sul.

Tabela 2.1 – Rendimento de diferentes modelos de transposição para condições distintas (a) todos tipos de céu e (b) céu claro, para $\beta=40^\circ$ e orientação para o Sul.

Plane	(a)	40°S		Plane	(b)	40°S	
Model		MBE (%)	RMSE (%)	Model		MBE (%)	RMSE (%)
<u>All-sky, N = 116,927</u>				<u>Clear sky, N = 58,871</u>			
	Mean E_s (W/m ²)	643.2			Mean E_s (W/m ²)	763.0	
	ASHRAE	-5.1	7.8		ASHRAE	-3.6	4.9
	Gueymard	-0.8	4.3		Gueymard	-1.1	2.7
	Hay	-2.1	5.5		Hay	-1.0	3.2
	Isotropic	-5.1	7.8		Isotropic	-3.6	4.9
	Klucher	-1.4	4.6		Klucher	-1.0	2.8
	Muneer	-0.4	5.2		Muneer	0.4	2.8
	Perez	-2.7	6.7		Perez	-0.7	2.6
	Reindl	-1.8	5.3		Reindl	-0.9	3.1
	Skartveit	-2.4	5.7		Skartveit	-1.0	3.2
	Temps	1.3	6.0		Temps	-0.9	2.7

Fonte: Gueymard et al. (2013).

A Tab. 2.1 (a) e (b) mostram que os resultados encontrados para o modelo isotrópico são subestimados e é o modelo que apresentou um desempenho mais fraco, junto ao modelo ASHRAE para os dois casos (*all sky* e *clear sky*). A condição de *clear sky*, Tab. 2(b), está associada a valores elevados de irradiâncias, 19% a 22 %, em média, a mais em relação a condição de *all sky*, devido a predominância de atmosfera “limpa” sendo assim, os erros MBE’s estão abaixo de 5%. Segundo Perez et al. (1990), os erros relativos baixos (aleatórios e absolutos *-bias*) obtidos para todos os modelos anisotrópicos sugerem que as estimativas sob *clear sky* são de precisão comparáveis aos valores coletados em campo. Sob essas condições, os modelos Gueymard (1987) e Perez et al. (1987, 1990) apresentaram uma boa consistência e poucas diferenças nos

⁴¹ Albedo pode ser definido como a razão entre a irradiância eletromagnética refletida (de forma direta ou difusa) e a quantidade incidente. É uma medida adimensional, isto é, sem unidades. A razão costuma ser apresentada por porcentagem. A proporção refletido/incidente depende da frequência da radiação considerada. Se não estiver especificada, refere-se a uma média ao longo de uma banda espectral. Exemplos: o albedo visível da superfície da neve recente é alto, em torno de 0,90 (ou 90%), enquanto que o albedo da superfície oceânica é pequeno, da ordem de 0,10 (ou 10%).

⁴² Alguns autores afirmam que o uso de diferentes valores para o albedo não irá melhorar o rendimento dos modelos.

erros absolutos e randômicos sendo assim, foram considerados o de melhor aproveitamento no estudo realizado.

Ineichen (2011) também realizou estudos de avaliação e comparação de modelos de transposição para as cidades de Genebra (Suíça) e Denver (EUA) para diferentes inclinações ($\beta=30^\circ$, 45° e 60° orientados para o Sul e $\beta=90^\circ$ para Sul, Norte, Leste e Oeste) onde a conclusão geral foi que as eficácias dos modelos testados apresentaram diferenças de erros absolutos (MBE's) entre -3% a -5% e RMSE's de até 25% (11% a 13%, ou seja, 26 à 31 W/m² (para os melhores modelos) sendo que o modelo de Perez et al. (80, 90) apresentaram, em média, os melhores resultados, seguidos dos modelos de Hay (1979), Reindl (1988) e Klutcher (1978). Finalmente, os autores recomendam, para aplicações fotovoltaicas, onde a saída dos sistemas é uma porcentagem da entrada, que a escolha do modelo não deve ser o único critério, mas também a precisão do componente albedo deve ser levada em conta quando as inclinações dos módulos fotovoltaicos forem elevadas.

Na tentativa de complementar as pesquisas citadas anteriormente, David, Laurent e Boland (2013) avaliaram e compararam modelos amplamente citados na literatura, Davies e Hay (1978), Reindl (1988), Perez et al. (1987, 1990) e Gueymard (1987), para uma localidade do hemisfério Sul, Ilhas *Reunion*, cuja as coordenadas geográficas são: 21° 20'S e 55° 29' L. Cabe salientar que a metodologia aplicada nesta pesquisa utilizou-se de 17 piranômetros (padrão secundário) em inclinações que variavam⁴³ de 0°, 20° e 40° e também nas orientações (Norte, Leste e Oeste). Além desses sensores, um pireliômetro (para medidas DNI⁴⁴) e um albenômetro (para medidas do albedo) também foram utilizados. Portanto, um experimento consistente de avaliação e comparação de cada modelo, a Tab. 2.2 mostra os erros totais encontrados, para dados horários e albedo igual a 0,2.

Tabela 2.2 – Erros totais para dados horários e albedo igual a 0,2.

Modelos	RMSE (W/m ²)	NRMSE (%)	MBE (W/m ²)	MAPE (%)	BIC
Hay	39,4	8,49	-15,86	9,32	7,35
Skartveit	39,53	8,52	-16,9	9,42	7,36
Gueyward	37,77	8,14	-11,99	9,08	7,26
Perez	37,28	8,04	-6,8	9,27	7,24

Fonte: Adaptado David, Laurent e Boland (2013).

A Tab. 2.2 mostra a eficácia geral alcançada agregando a irradiância horária medida e os modelos de estimativa para todos os planos e orientações. Todos os modelos apresentaram um MBE negativo e, portanto, há uma subestimação da irradiância solar global em plano inclinado.

⁴³ Segundo os autores, as inclinações (20° e 40°) foram escolhidas, pois nos projetos de sistemas fotovoltaicos na ilha as inclinações entre 20° a 40° são comumente utilizadas;

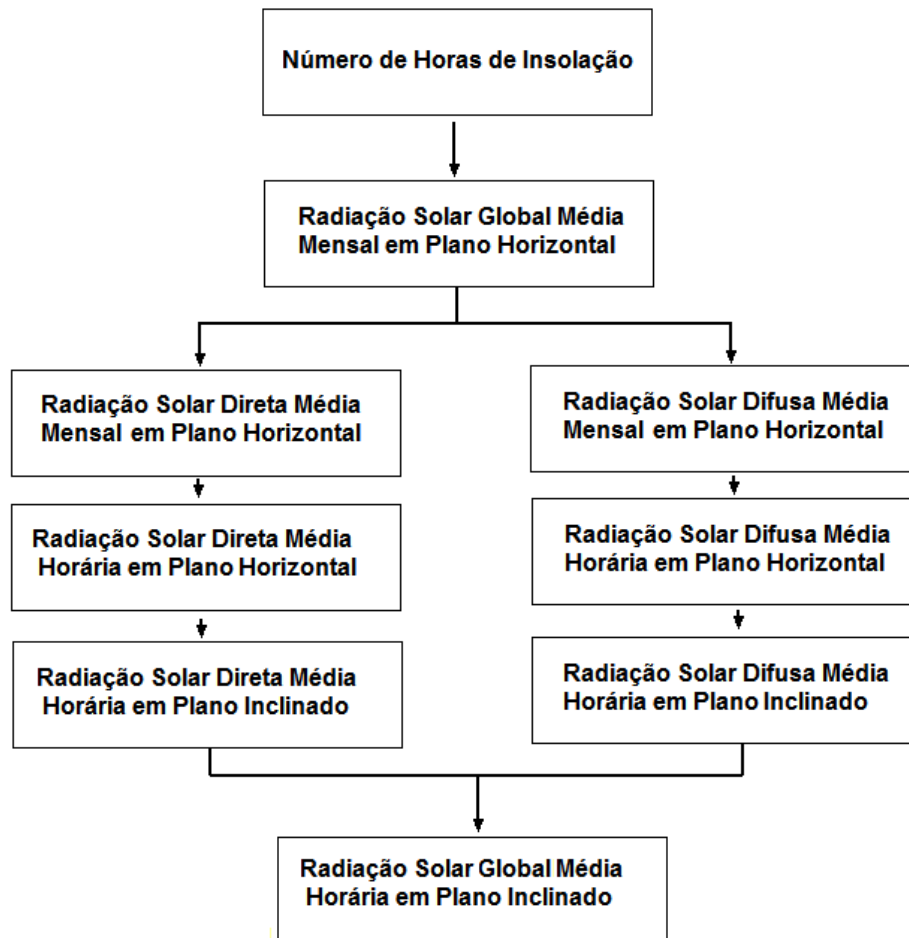
⁴⁴ Direct Normal Incident (DNI) – Coleta da radiação solar direta no plano normal ao sensor.

Os erros RMSE, BIC, MAPE e NRMSE mostram pequenas diferenças entre os modelos estudados, porém, os erros MBE's dos modelos Hay e Skartveit e Olseth são duas vezes maiores que o modelo de Perez. De uma forma geral, o modelo de Perez, para essas amostras de dados, apresentou melhor eficácia com erro médio absoluto (*bias*) de $-6,80 \text{ W/m}^2$.

Finalmente, apesar dos modelos de Hay, Skartveit e Olseth, Perez, e Gueymard serem bastante utilizados e preferidos por apresentarem baixos erros, Notton (2006) e Evseev (2009) demonstraram que a escolha do(s) melhor (es) modelo(s) a ser(em) utilizados irá depender das características da radiação solar no local e da radiação solar refletida do solo (albedo), ou seja, para as condições brasileiras, é necessário avaliar qual(uais) modelos se adequam melhor a nossa realidade.

O fluxograma apresentado na Fig. 2.3, mostra um resumo do que foi abordado até então, ou seja, para a obtenção da radiação solar global, em base horária, tanto em superfície horizontal quanto em superfície inclinada são necessários a utilização de diversos modelos matemáticos⁴⁵, isotrópicos ou anisotrópicos, além do conhecimento das componentes direta e difusa da radiação solar incidente.

⁴⁵ Cabe salientar, e como já foi destacado no Capítulo 1, os Atlas solarimétricos desenvolvidos são importantes fontes de informações de forma a contribuir na redução de erros nas estimativas do recurso solar.



Fonte: adaptado Guimarães (1995).

Figura 2.3 - Síntese dos processos para a estimativa da radiação solar.

2.2.5. Sequências sintéticas de radiação solar diária

Para o dimensionamento de instalações solares, sobretudo dispositivos de armazenamento de energia é fundamental o conhecimento do número de dias consecutivos cuja insolação é baixa. Ou seja, é importante conhecer a sequência de dias chuvosos e nublados diante dos dias os quais o sistema fotovoltaico não produzirá energia útil suficiente.

Aguiar et al. (1988) formularam um modelo matemático capaz de gerar sequências sintéticas da radiação solar global diária para quaisquer localidades, utilizando, apenas, dados de radiação solar global mensal ou ainda, número de horas de insolação, em média mensal.

O modelo foi desenvolvido utilizando dados disponíveis de estações meteorológicas de Lisboa, Faro e Bragança (Portugal), Ponta Delgada (Ilha Açores), Porto Santo (Ilha Madeira), Trappes (França), tendo sido validado para cidades de Portugal e Estados Unidos e, posteriormente, para o Brasil conforme descrito por Guimarães (1995) e Krenzinger (2010).

Esta metodologia está embasada nos fundamentos de processos estocásticos utilizando uma biblioteca denominada de Matrizes de Transição de Markov (MTM) de primeira ordem. Os sistemas denominados cadeias de Markov, possuem a propriedade pela qual, dado um presente estado, tão somente este influenciará o futuro, tornando-se dispensáveis os dados sobre estados passados, propriedade está denominada de propriedade Markov.

Portanto, o modelo é baseado em duas observações fundamentais: i) qualquer valor dado de radiação solar diária parece mostrar uma correlação significativa com o valor da radiação solar imediatamente precedente na sequência, e ii), a função probabilidade, para qualquer dado período, é associada com o valor médio do índice de claridade (Kt) para aquele período.

A primeira observação leva então, à escolha da técnica das Matrizes de Transição de Markov (MTMs) de primeira ordem. Cada elemento de tais matrizes representa a probabilidade que o Kt diário possui de ter dois valores particulares em quaisquer dois dias consecutivos. A segunda observação leva à derivação de uma biblioteca composta de dez matrizes, correspondendo cada uma a um intervalo preestabelecido do índice de claridade.

A partir de tais considerações, os autores determinaram os elementos constituintes das MTMs, utilizando dados experimentais disponíveis nas várias estações citadas e para um período de 25 anos. As sequências sintéticas foram obtidas e comparadas com as sequências experimentais, de acordo com parâmetros padronizados (função probabilidade, auto-correlação e auto-correlação parcial). Os resultados apresentados indicaram níveis de confiabilidade de 82% a 99% estabelecendo geração de sequências estatisticamente indistinguíveis dos valores reais (Guimarães, 1995).

Finalmente, após o estudo e análise dos modelos matemáticos para a estimativa do recurso solar, foram selecionados, para o desenvolvimento deste trabalho, os modelos propostos por Liu e Jordan (1960), Perez et al. (1987, 1990) e Aguiar et al. (1988). Cabe salientar que estes métodos foram escolhidos por se tratarem de modelos amplamente citados na literatura e utilizados em softwares de simulação. Na próxima seção, são apresentadas as validações destes modelos e sua implementação no software SunoUFMG desenvolvido nesta Tese.

2.3. Estimativa da radiação solar incidente / Validação de modelos

Nesta seção, os modelos matemáticos relatados nas seções anteriores, ou seja, os modelos de Liu & Jordan (1960), isotrópico, Perez et al. (1987, 1990), anisotrópico, e o método das Matrizes de Transição de Markov – MTM, modelo estocástico proposto por Aguiar et al. (1988),

foram implementados em MATLAB® R2014 e Php⁴⁶, e testados e comparados (validados) com dados de uma estação solarimétrica⁴⁷.

Cabe salientar que esses modelos fazem parte do software, desenvolvido nesta Tese, denominado de SunoUFMG⁴⁸, cujo o objetivo principal é realizar a estimativa da produção de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica considerando as incertezas relevantes de forma a se obter uma ferramenta computacional para avaliar a viabilidade de um SFCR para qualquer localidade brasileira. Na Fig. 2.4, é apresentada tela da interface gráfica, módulo radiação solar, desenvolvida para o software SunoUFMG - versão 1, e, na Fig. 2.5, mostra a estação solarimétrica utilizada para a validação dos modelos citados.

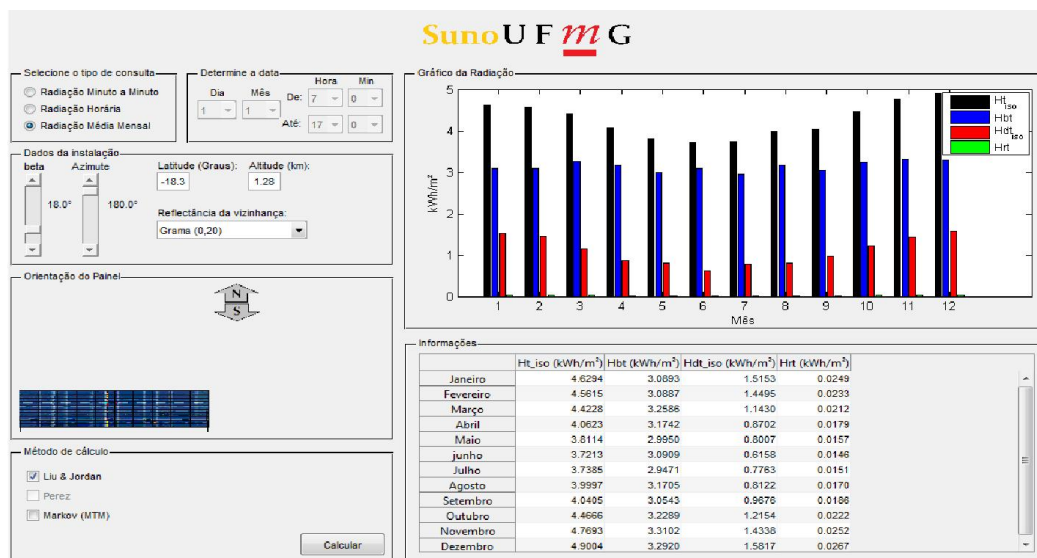


Figura 2.4 - Interface gráfica do software SunoUFMG, versão 1, módulo radiação solar.

⁴⁶ PHP: "Hypertext Preprocessor" é uma linguagem de programação, usada originalmente apenas para o desenvolvimento de aplicações presentes e atuantes no lado do servidor, capazes de gerar conteúdo dinâmico na "World Wide Web" / Internet.

⁴⁷ Foram utilizados dados da radiação solar global, com resolução temporal de minuto a minuto, de estação solarimétrica localizada no campus da Universidade Federal dos Vales Jequitinhonha e Mucuri (UFVJM), em Diamantina-MG, instalada pelo projeto de P&D CEMIG / ANEEL GT 468 (Atlas Solarimétrico de Minas Gerais) em Julho de 2012. A estação solarimétrica possui piranômetros para medição da irradiância solar global e sua componente difusa (em plano horizontal), pireliômetro (medição da componente irradiância direta normal) e rastreador solar do fabricante Kipp & Zonen modelo CMP21, CHP 1 e Solys 2 respectivamente além de possuir outros sensores para medições climatológicas (temperatura ambiente, direção e velocidade do vento, etc).

⁴⁸ Suno é uma palavra na língua artificial (planejada) Esperanto, criada em 1887 pelo médico e estudioso de línguas polônês Ludwig Lazar Zamenhof, e que significa Sol.



Figura 2.5 - Estação solarimétrica utilizada para validação dos modelos.

Para validar os dados sintéticos gerados pelo software SunoUFMG foram construídas 10 sequências de valores da radiação solar global, em média diária, sendo que todas as sequências foram modeladas através do método estocástico das Matrizes de Transição de Markov. Cada série, composta por 365 dados, foi comparada com os valores coletados pela estação solarimétrica de Diamantina, Fig. 2.5, entre agosto de 2012 a julho de 2013.

Após a coleta dos dados foi realizado o tratamento estatísticos como forma inicial de se avaliar os resultados gerados (simulações) pelos modelos implementados em relação aos dados medidos em campo. Foram utilizadas duas figuras de mérito estatístico bastante utilizadas, citadas na literatura (Ineichen (2011), Gueymard (1987), Stone (1993) e Falayi, Rabiú e Teliat (2011)) e no Capítulo 1, ou seja, o erro absoluto médio (*Means Bias Error* - MBE) e a raiz do erro médio quadrático (*Root Mean Square Error* - RMSE) a Eq. 2.1 e Eq. 2.2 apresentam a forma matemática para esses dois erros médios.

$$RMSE = \left(\frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (K_{calculado} - K_{medido})^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.1)$$

$$MBE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (K_{calculado} - K_{medido}) \quad (2.2)$$

onde: K_{medido} : dados coletados em campo; $K_{calculado}$: dados gerados pelo modelo;

De acordo com Falayi et al. (2011) essas ferramentas estatísticas demonstram a qualidade média dos resultados gerados pelos modelos (simulações / calculados) em relação ao valor medido (coletado em campo) sendo que o indicador RMSE fornece a informação a curto prazo do rendimento das correlações permitindo a comparação, termo a termo, do desvio atual entre os valores coletados em campo e os valores resultados dos modelos. Quanto menor o indicador RMSE, mais precisa é a estimativa. Por sua vez, o índice MBE, oferece uma média entre todas

as diferenças de valores calculados (simulados) e coletados em campo, sendo assim, um resultado positivo desse indicador mostra uma tendência dos valores calculados serem sobre-estimados e um valor negativo uma tendência de subestimação dos valores calculados pelo modelo. Na Tab.2.3 são apresentados os resultados encontrados.

Tabela 2.3 - Erros médios sequências sintéticas para radiação solar global, média diária.

Número da Sequência	MBE (%)	RMSE (%)
1	0,000	2,17
2	-0,001	2,23
3	-0,002	2,26
4	0,000	2,24
5	-0,001	2,26
6	-0,001	2,27
7	-0,001	2,23
8	-0,001	2,24
9	0,003	2,27
10	-0,001	2,09

A partir dos valores de MBE e RMSE encontrados na Tab. 2.3, foram selecionadas, de forma aleatória, três sequências sintéticas / simulações (ou seja, frequência – série 10, frequência-série 1 e frequência-série 7) para construir a distribuição de frequência dos dados e novamente relacionar com os dados reais. A Tab. 2.4 apresenta os resultados encontrados e a Fig. 2.6 apresenta o histograma comparativo entre os dados gerados e os dados coletados em campo.

Tabela 2.4 - Distribuição de frequência dos dados.

Bloco	Frequência Real	Frequência Série 10	Frequência Série 1	Frequência Série 7
0	13	0	0	0
0,7616	5	1	2	6
1,5233	9	11	16	10
2,2850	17	25	21	20
3,0467	27	27	15	18
3,8084	49	46	48	58
4,5701	56	76	93	65
5,3317	64	73	62	73
6,0934	42	29	44	51
6,8551	40	37	21	33
7,6168	26	33	29	21
8,3785	11	7	10	10
9,1402	3	0	4	0
9,9018	1	0	0	0

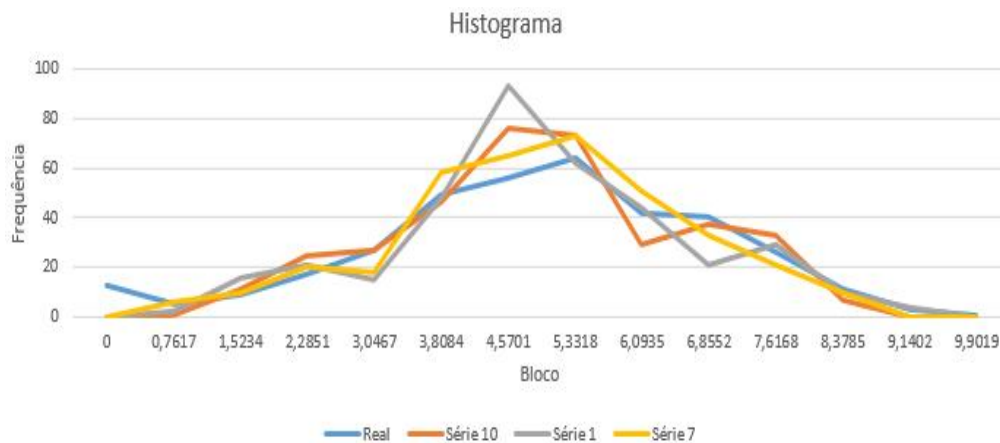


Figura 2.6 - Histograma comparativo entre os dados gerados e os dados coletados em campo.

De acordo com a Tab. 2.4, é possível notar que 13 médias diárias ao longo de um ano da estação solarimétrica de Diamantina assumiram valores iguais a zero. Este fato pode indicar algum erro ocorrido no dia da medição, erro na coleta dos dados ou desconexão dos equipamentos para manutenção preventiva. Contudo, esses fatos não comprometem a série real anual por terem ocorridos em dias descontínuos.

Para alcançar uma precisão melhor na validação dos dados, também foram comparadas as médias mensais da radiação solar global dos dados gerados (simulados) com as médias mensais da estação solarimétrica de Diamantina conforme pode ser visto na Tab. 2.5 onde são apresentados os valores para a radiação solar global, em média mensal, para a estação solarimétrica de referência e na Tab. 2.6 o erro médio RMSE e na Fig. 2.7 a série real e série sintética para um mesmo período do ano.

Tabela 2.5 - Radiação solar global diária em média mensal (em kWh/m²)

Mês	Estação - Diamantina	Série 10	Série 1	Série 7
Janeiro	3,019	3,011	3,009	3,014
Fevereiro	6,232	6,224	6,224	6,224
Março	4,085	4,078	4,081	4,078
Abril	3,826	3,819	3,817	3,825
Mai	3,903	3,907	3,913	3,903
Junho	4,373	4,374	4,372	4,371
Julho	4,381	4,379	4,383	4,373
Agosto	4,482	4,479	4,488	4,475
Setembro	4,854	4,855	4,851	4,857
Outubro	5,991	5,991	5,988	5,989
Novembro	3,658	3,657	3,665	3,664
Dezembro	6,314	6,328	6,327	6,328

Tabela 2.6 - Erro RMSE para as sequências sintéticas, em média mensal, da radiação solar global.

Número da sequência	RMSE
10	0,006
1	0,007
7	0,006

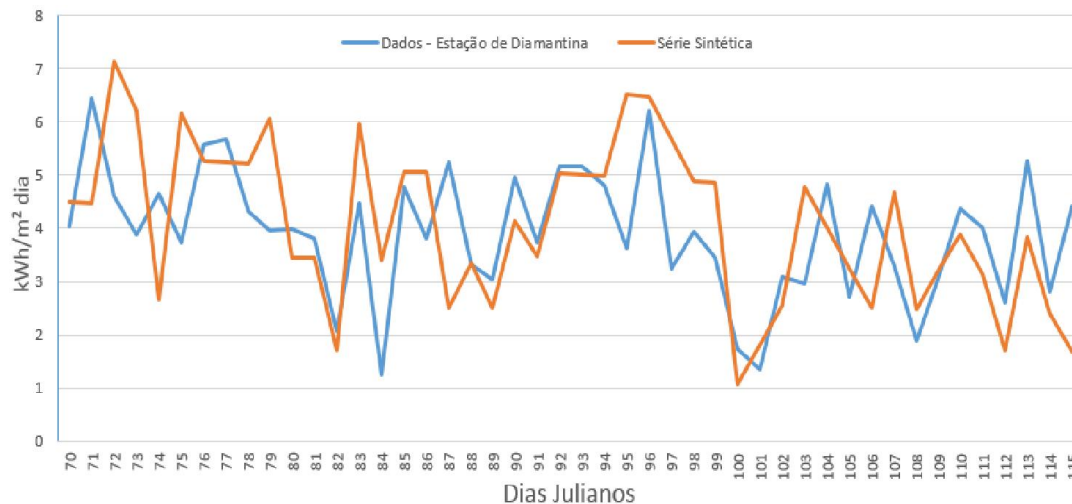


Figura 2.7 - Série de dados coletados em campo (azul) e série sintética (laranja) para um mesmo período do ano.

Os resultados obtidos, ao comparar as sequências sintéticas geradas pelo método estocástico de Markov com os dados fornecidos pela estação solarimétrica de Diamantina, foram satisfatórios, de maneira que o erro apresentado pelas comparações estatísticas é aceitável e está dentro de um padrão de variação, partindo do pressuposto que a base das Matrizes de Transição de Markov é um número aleatório. A Fig. 2.7 apresenta uma grande similaridade entre as sequências assim, pode-se aceitar que ambas possuem, praticamente, um mesmo perfil de comportamento.

Para os modelos matemáticos de Perez et al. (1987, 1990) e Liu & Jordan (1960), que são decorrentes de fórmulas matemáticas como foi abordado nas seções anteriores, não há a geração de inúmeras sequências de dados e sim apenas uma estimativa de um valor fixo para a radiação solar global em média horária e mensal, respectivamente. Portanto, os valores calculados pelas fórmulas, nesse primeiro momento no plano horizontal, foram comparados com os dados da estação e nota-se, através da Tab. 2.7, que apesar dos métodos serem distintos os resultados de ambos os modelos foram idênticos⁴⁹.

⁴⁹ Cabe salientar que há a necessidade de se realizarem mais testes e validações com os modelos de forma a compreender se o resultado encontrado, neste primeiro momento, é realmente um padrão e por que estes são semelhantes apesar de serem métodos diferentes.

Tabela 2.7 - Radiação solar, em média horária, plano horizontal (kWh/m²).

Hora	Estação Diamantina	Perez	Liu & Jordan
7	0,094	0,170	0,170
8	0,197	0,309	0,309
9	0,264	0,448	0,448
10	0,451	0,566	0,566
11	0,321	0,646	0,646
12	0,521	0,675	0,675
13	0,203	0,646	0,646
14	0,097	0,566	0,566
15	0,041	0,448	0,448
16	0,027	0,309	0,309
17	0,032	0,170	0,170
MBE	-	0,246	0,246
RMSE	-	0,282	0,282

Nota-se, da análise dos valores de radiação solar global, em plano horizontal, em médias horárias, apresentados na Tab. 2.7 que há uma variação entre os dados coletados em campo e os simulados sendo que estes tendem a sobrestimar em 0,246 (MBE) e apresentaram um valor de RMSE igual 0,282 mostrando a qualidade dessa comparação.

No entanto, apesar de todos esses indicadores (MBE e RMSE) fornecerem uma boa forma de comparação entre modelos de estimativa de radiação solar, eles não indicam objetivamente se um modelo é satisfatório em termos estatísticos, ou seja, se dois modelos com resultados estatisticamente ruins em relação aos dados medidos forem comparados, o menos inadequado será escolhido, no entanto, pode ser que o menos inadequado ainda sim possua erros inadmissíveis para aplicação do modelo. Dessa forma, Stone (1993) propôs a utilização do método t-estatístico (t de *Student*) para avaliar a eficácia de um modelo de estimativa da radiação solar individualmente, identificando se os resultados encontrados são estatisticamente significativos. A Eq. 2.3 mostra como se calcula essa figura de mérito.

$$t = \left(\frac{(n-1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.3)$$

Similar aos outros modelos estatísticos apresentados, quanto menor o valor de t , melhor é o desempenho do modelo. Para determinar se os valores estimados pelo modelo são estatisticamente significativos é necessário determinar um valor crítico de t (obtido de tabelas), se $t < t_{critico}$ o modelo é estatisticamente significativo. Dessa forma, o método descrito foi aplicado nos modelos matemáticos MTM e Liu e Jordan para a estimativa da radiação solar global diária, em plano horizontal, para a cidade de Diamantina-MG. Os valores de MBE, RMSE, MBE1, RMSE1, MBE2, RMSE2 e t foram calculados para cada modelo sendo que os resultados encontrados são apresentados na Tab. 2.8, onde o t-crítico foi calculado com $n - 1$ graus de

liberdade (como o número de dados disponíveis é de 349, o grau de liberdade é 348) para Diamantina e ambos para uma significância de $\alpha = 0,001$.

Tabela 2.8 - Valores de MBE, RMSE, MBE1, RMSE1, MBE2, RMSE2 e t calculados.

Método de Avaliação	Diamantina/MG	
	MTM	Liu & Jordan
MBE	-0,059	-0,643
RMSE	1,850	1,788
MBE1	0,331	0,278
RMSE1	4,752	6,866
MBE2	-0,012	-0,137
RMSE2	0,395	0,381
t	0,591	7,193
$t_{crítico}$	3,318	3,318

Como é possível observar na Tab. 2.8, o método MTM apresentou $t(0,591) < t_{crítico}(3,318)$ portanto, os resultados encontrados para esse modelo são estatisticamente significativos. Já o modelo de Liu & Jordan, para esse estudo, apresentou $t(7,193) > t_{crítico}(3,318)$ e assim, para esse modelo, os resultados não são estatisticamente significativos.

2.4. Considerações Finais Capítulo 2

Neste capítulo foram apresentados modelos matemáticos que realizam a estimativa do recurso solar para qualquer localidade. Estes modelos são fundamentais para o correto dimensionamento de instalações solares seja um sistema fotovoltaico ou um sistema termosolar. Para o trabalho proposto nesta Tese, foram escolhidos os modelos propostos por Liu e Jordan (1960), Perez (1987, 1990) e Aguiar et al. (1988) sendo que estes métodos foram selecionados por se tratarem de modelos amplamente citados na literatura e utilizados em softwares de simulação / projeto de sistemas FVs e por terem apresentados bons resultados, ou seja, erros médios baixos.

Estes modelos foram validados com dados de campo, de forma a se obter uma real noção de seu comportamento em condições tropicais, e implementados no software denominado de SunoUFMG, desenvolvido nesta Tese, cujo o objetivo principal é realizar a estimativa da produção de energia de um SFCR considerando as incertezas relevantes de forma a se obter uma ferramenta computacional para avaliar a viabilidade técnica de um projeto de sistema FV para qualquer localidade brasileira.

No Capítulo 3 são apresentados, e validados, os modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos, para diferentes tecnologias, dando continuidade a obtenção de um método para cálculo da estimativa da produção de energia de um sistema FV.

Capítulo 3 - Modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos

3.1. Tipos de modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos

A previsão do comportamento da geração de um módulo FV ou gerador FV sob a incidência solar durante um intervalo de tempo é possível através de modelos numéricos / algébricos, analíticos e empíricos. Quanto aos modelos numéricos, duas dificuldades são encontradas pelos projetistas relacionadas aos dados de entrada para cálculo. Na primeira, os dados de temperatura e do recurso solar de um determinado local variam quando são consultadas distintas fontes bibliográficas conforme destacado por Guisan, Mermoud e Schaub (1992). Na segunda, a carência da caracterização de módulos FVs nas condições padrões de teste (em inglês, *Standard Test Conditions* - STC⁵⁰). Esse fato levou a utilização de módulos FVs com classificação inferior em diversos projetos de sistemas FVs, inclusive em um passado recente (Rindelhardt et al. (1997), Erge et al. (1998), Camani (1998) e Evans (1981)), introduzindo, assim, um grau de incerteza que até mesmo os modelos mais complexos não conseguem reduzir.

Dessa forma, a engenharia de sistemas FVs, geralmente, prefere utilizar métodos algébricos que são simples⁵¹. Dentre esses modelos matemáticos, pode-se tomar como exemplo, o circuito equivalente de um diodo (Desoto, Klein e Beckman (2006), Lorenzo et al. (1994) e Mermoud e Lejeune (2010)) que são bastante utilizados, inclusive na atualidade, pois parâmetros do circuito equivalente são estimados com eficácia, ou seja, as resistências série (R_s) e paralela (*shunt*, R_p), a corrente de saturação reversa, a corrente fotogerada e o fator de idealidade do diodo. Além desse modelo, também podem ser utilizados aqueles que realizam a translação das condições padrões STC para qualquer condição de operação (radiação solar e temperatura) como o modelo de Aproximação do Ponto de Máxima Potência (*Approximate maximum power point* – AMPP, em inglês) sugerido por Araujo e Sanchez (1982) e seus métodos derivados. Esses métodos, denominados de Variação do Fator de Preenchimento (*Fill Factor* – FF, em inglês) utilizam os valores para resistência série e FF como constantes, além dos modelos proposto por Dows e Gough (1995)⁵² que se aplicam para as previsões. Todos esses métodos são largamente utilizados.

⁵⁰ Caracterização dos parâmetros elétricos de um módulo FV através de um simulador solar sob condições de irradiância solar à 1000 W/m², distribuição espectral com Massa de Ar igual 1,5 (“Air Mass” – AM) e temperatura da célula solar à 25 °C.

⁵¹ Esses métodos assumem que as células solares contidas nos módulos FVs são idênticas.

⁵² Desenvolveram o método PVUSA (“Photovoltaics for Utility Systems Applications”) o qual o parâmetro temperatura não é utilizado para realização de correlações com dados medidos em campo.

Krenzinger (2001), apresentou um modelo baseado no circuito equivalente de um diodo, demonstrando ser possível determinar cinco parâmetros (resistência série, resistência paralela, corrente de saturação reversa, corrente fotogerada e fator de idealidade do diodo) a partir dos pontos de curto-circuito, máxima potência e circuito aberto. Um modelo de translação de parâmetros elétricos, térmicos e ópticos (*Photovoltaic Array Performance Model - SNL Model*) é apresentado por King et al. (2007), tendo sido validado com uma série de dados operacionais de séries históricas (monitorados e coletados em campo por 12 anos). Marion et al. (2004) utilizaram uma técnica de interpolação bilinear para desenvolvimento de modelo de translação de parâmetros e Alonso-Abella e Chenlo (2004) apresentaram uma proposta de modelo de produção de energia de SFCR baseado em dados de campo e as perdas envolvidas.

O desenvolvimento de um modelo de cinco parâmetros e sua validação é apresentado em Desoto, Klein e Beckman (2006). Este método foi concebido para diferentes tipos de tecnologias (ex: silício monocristalino, silício policristalino e filme-fino), a comprovação de sua eficiência foi realizada por comparações com o modelo desenvolvido por King et al. (2007), mostrando que esse método é mais simples (por necessitar de poucos dados de entradas) e seus resultados são similares ao modelo comparado.

Os principais modelos de previsão de produção de energia para SFV's utilizados na Europa, tais como: *Matrix*, *MotherPV (Meteorological, Optical and Thermal Histories for Energy Rating in Photovoltaics)*, *On-Line Yearly Yield Simulator* e *SSE (Site Specific Energy Rating)*, são analisados e comparados por Williams et al. (2006) para diferentes localidades e tecnologias, de forma a avaliar as incertezas envolvidas e a precisão dos modelos em suas previsões. Fuentes et al. (2007) relataram aplicações, comparações e validações (por meio de dados coletados em campo) de métodos algébricos clássicos fazendo uso de um modelo empírico por eles desenvolvido para módulos FVs de silício mono e policristalino, tendo chegado a resultados de precisão e simplicidade iguais ou até melhores aos métodos tradicionais.

Atualmente, a utilização de diversas técnicas como inteligência artificial (redes neurais artificiais) e processos estocásticos (ex: cadeias de Markov) são utilizadas de forma a melhorar a precisão na previsão da produção de energia nos geradores e sistemas FVs. Almocid et al. (2009), comparam métodos clássicos, através de dados coletados em campo de diversos SFCR's localizados na Universidade de Jaén (Espanha), com modelo empírico desenvolvido para módulos FVs de silício mono, policristalino e filme fino, utilizando redes neurais para sua validação. Sulaiman et al. (2009), desenvolveram modelo empírico para diferentes tecnologias e localidades, utilizando técnica de rede neural para correlacionar os parâmetros de radiação solar, temperatura ambiente, índice de claridade e massa de ar. Strobel et al. (2009), relatam três modelos que utilizam rede neurais, cada um com três entradas diferentes (variando

parâmetros tais como: temperatura célula, radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento).

Melhorias no modelo clássico de um diodo foram propostas por Mermoud e Lejeune (2010), além de sugestões de modificações para previsões através das tecnologias de silício amorfo e Telureto de Cádmio (CdTe). A utilização de séries temporais para estimativa de produção de energia em longo prazo (modelo ARMA - *autoregressive moving average model*) é apresentada por Strobel et al. (2009) em modelo desenvolvido pelos autores. Simon et al. (2012), avaliaram e compararam quatro métodos tendo concluído que os melhores modelos, com melhor precisão para condições tropicais, são os de um diodo e o modelo empírico baseado em parâmetros meteorológicos e características elétricas do módulo fotovoltaico.

Após o estudo e análise dos diversos modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos existentes foram selecionados, para o desenvolvimento deste trabalho, os modelos propostos por DeSoto, Klein e Beckmann (2006), Lorenzo et al. (1994) e Mermoud e Lejeune (2010). Cabe salientar que estes métodos foram escolhidos, de mesma forma que os modelos selecionados no Capítulo 2, por se tratarem de modelos amplamente citados na literatura e utilizados em softwares de simulação. Todos são embasados no circuito equivalente de um diodo e são utilizados para diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos.

3.2. Implementação e validação dos modelos matemáticos propostos por De Soto, Lorenzo e Mermoud

Nesta seção, é apresentada a implementação computacional dos modelos matemáticos para módulos fotovoltaicos selecionados, e suas validações, de forma a determinar as características elétricas de diferentes tecnologias sob condições operacionais distintas. Utilizou-se o software MATLAB® R2013a e PHP, para a implementação dos algoritmos dos modelos matemáticos propostos por DeSoto, Klein e Beckmann (2006), Lorenzo et al. (1994) e Mermoud e Lejeune (2010).

Os modelos matemáticos implementados permitem obter os parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico, corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de máxima potência (I_{mp}), tensão de máxima potência (V_{mp}) e ponto de máxima potência (P_{mp}) para qualquer condição de operação, ou seja, irradiância e temperatura da célula. A validação dos modelos e o cálculo de seus erros médios foram realizados utilizando medições realizadas em bancada de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA), para quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos (silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si), Telureto de

cádmio-índio (CdTe) e seleneto de cobre-índio e gálio (CIS / CIGS)) sob condições operacionais distintas.

3.2.1. Circuito Equivalente e Curva Característica I-V de uma Célula e Módulo Fotovoltaico (Modelo de 1 Diodo)

Quando uma célula fotovoltaica é exposta a radiação solar, e conectada a uma carga, uma corrente elétrica e uma diferença de potencial são produzidas em seus terminais decorrentes do efeito fotovoltaico. A célula fotovoltaica pode ser representada por um circuito equivalente que representará a variação da corrente (I) com a tensão (V) em seus terminais, conforme mostra a Fig. 3.1.

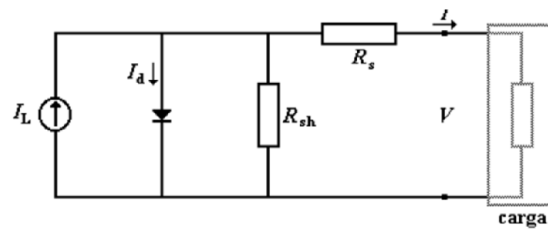


Figura 3.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo de 1 diodo).

De acordo com o circuito equivalente apresentado na Fig. 3.1 o funcionamento intrínseco da célula fotovoltaica pode ser representado pela Eq. 3.1.

$$I = I_L - I_d \cdot \left[\exp\left(\frac{(V + I \cdot R_s)}{m \cdot V_t}\right) - 1 \right] - \frac{(V + I \cdot R_s)}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

onde: I_L : Corrente fotogerada (A), na irradiância medida G_{medida} , proporcional a irradiância; I_d : Corrente reversa de saturação do diodo (A), varia exponencialmente com a temperatura; V : Tensão nos terminais da célula ou módulo fotovoltaico (V); V_t : é a Tensão "térmica" que depende⁵³ da temperatura da célula (T_c), e é calculado utilizando a constante de Boltzman (k , $1,381 \times 10^{-23}$ J/K) e a carga elétrica (q , $1,602 \times 10^{-19}$ coulomb) : $V_t = k \cdot T_c / q$; m : Fator de idealidade do diodo modificado que depende do número de células em série (N_s) e do fator de idealidade do diodo (n): $m = N_s \cdot n$, (que varia entre 1 a 2 por junção); R_s : Resistência em série da célula, que varia de 0 a $R_{s \text{ máximo}}$; R_{sh} : Resistência *shunt* ou paralela da célula, inversa a inclinação próxima a I_{sc} ;

⁵³ V_t só depende de T_c , uma vez que K e q são constantes.

Para uma dada condição, como por exemplo a condição STC, de irradiância (W/m^2) e temperatura ($^{\circ}\text{C}$) é possível obter os parâmetros elétricos da célula/módulo fotovoltaico e estabelecer a relação corrente x tensão ($I \times V$), juntamente com a curva de potência ($P \times V$), conforme exemplifica a Fig. 3.2.

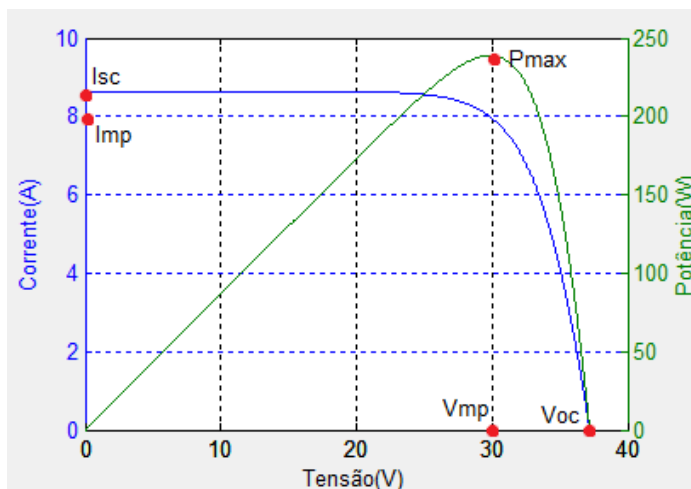


Figura 3.2 - Curva característica I-V (azul) e curva de potência P-V (verde) para o módulo Fotovoltaico (m-Si) do fabricante Aleo, modelo S19G240, para as condições padrão de teste (STC).

3.2.2. Modelo Matemático de Lorenzo para módulo fotovoltaico

O modelo matemático proposto por Lorenzo et al. (1994) permite obter a curva característica I-V, para qualquer condição de operação, para um módulo fotovoltaico monocristalino/policristalino. Um módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas associadas eletricamente entre si por meio de conexões em série e paralelo.

Normalmente as células fotovoltaicas que compõem um módulo FV não são idênticas, o que torna os cálculos mais complexos, sendo assim, o modelo considera os seguintes critérios para simular o comportamento elétrico do módulo fotovoltaico:

- (a) os efeitos da resistência em paralelo (R_{sh} ou R_p) são desprezíveis;
- (b) a corrente fotogerada (I_L) e a corrente de curto circuito (I_{sc}) são iguais;
- (c) $\exp\left(\frac{V+I.R_s}{V_t}\right) > 1$ para quaisquer condições de operação;
- (d) todas as células fotovoltaicas do módulo FV são idênticas e operam em um mesmo nível de irradiância e temperatura de célula (T_c);
- (e) as quedas de tensão nos condutores e nas interconexões das células fotovoltaicas são desprezíveis.

De acordo com Lorenzo et al. (1994), essas considerações levam a erros relativamente baixos para simular o comportamento elétrico dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino (Si-m e p-Si), que são, na atualidade, as tecnologias mais utilizadas com 93% do mercado fotovoltaico (Fraunhofer-ISE, 2016).

3.2.3. Modelo Matemático de De Soto para módulo fotovoltaico

Ao contrário do modelo apresentado anteriormente, o modelo matemático proposto por De Soto, Klein e Beckman (2006), denominado modelo de cinco parâmetros, pode ser aplicado para diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos (Si-c, Si-p, CIS e CdTe). Este método utiliza uma equação semelhante a Eq. 3.1 para representar o circuito equivalente da célula fotovoltaica como mostra a Eq. 3.2.

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{(V+I \cdot R_S)}{a}\right) - 1 \right] - \frac{(V+I \cdot R_S)}{R_{Sh}} \quad (3.2)$$

Onde: a é o fator de idealidade do diodo modificado [$a = (n \cdot k \cdot T_c \cdot N_s) / q$].

Cabe salientar que os 5 parâmetros do modelo DeSoto são obtidos através de medições da corrente e tensão de um módulo FV na condição padrão, STC (parâmetros fornecidos pelos fabricantes, ou seja, V_{oc} , I_{sc} e $P_{m\acute{a}x}$) e por métodos matemáticos iterativos (ex: método de Newton-Raphon).

3.2.4. Modelo Matemático de Mermoud para módulo fotovoltaico

O modelo desenvolvido por Mermoud e Lejeune (2010) também pode ser aplicado a uma variedade de tecnologias de módulos fotovoltaicos (Si-m, Si-p, Si-a, CIS / CIGS, CdTe) sendo que sua equação, de forma a representar o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, é semelhante a adotada no modelo de cinco parâmetros proposta por Desoto. Todavia, é acrescido nessa equação um termo denominado como corrente de recombinação (I_{rec}), que possui como finalidade, modelar as perdas que ocorrem nas junções P-Ns das células solares conforme é apresentado pela Eq. 3.3.

$$I = I_L + I_{rec} - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{(V+I \cdot R_S)}{a}\right) - 1 \right] - \frac{(V+I \cdot R_S)}{R_{Sh}} \quad (3.3)$$

Enquanto o modelo de cinco parâmetros proposto por Desoto é de grande assertividade para determinar os parâmetros elétricos dos módulos cristalinos, este é deficiente para descrever os parâmetros de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e tensão de máxima potência (V_{mp})

para tecnologias tais como a CdTe, a-Si (silício amorfo) e CIS, devido as perdas ocorridas nas junções existentes nos módulos FVs.

Para solucionar esse problema, Mermoud e Lejeune (2010) se embassaram em Merten et al. (1998) os quais inseriram na equação a corrente de recombinação (I_{rec}) capaz de representar as perdas ocorridas nas camadas e junções de uma célula solar conforme apresenta a Eq. 3.4.

$$I_{rec} = I_L \times \frac{d_i^2}{[\mu\tau_{eff} \times (V_{bi} - (V - I \times R_s))]} \quad (3.4)$$

onde: d_i^2 : Espessura da i -camada de recombinação (na ordem de $0,3 \mu m$); V_{bi} : Diferença de potencial intrínseca e constante nas junções, $0,9V$ por junção (ex: tripla junção $2,7 V$); $\mu\tau_{eff}$: Comprimento da efetiva difusão do portador de carga ($\mu_n\tau_n$ ou $\mu_p\tau_p$); Este termo ($\mu\tau_{eff}$) é representado pela Eq. 3.5.

$$\mu\tau_{eff} = 2 \times \frac{\mu_n\tau_n \times \mu_p\tau_p}{\mu_n\tau_n + \mu_p\tau_p} \quad (3.5)$$

Além disso, Mermoud e Lejeune (2010) sugeriram algumas alterações em relação ao modelo proposto por DeSoto, ou seja, adotaram o valor da resistência *shunt* de acordo com a Eq. 3.6.

$$R_{sh} = R_{sh}(G_{ref}) + (R_{sh}(0) - R_{sh}(G_{ref})) \times e^{-R_{sh}^{exp} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right)} \quad (3.6)$$

Onde: G_{ref} é a irradiância para curva I-V de referência (em STC).

Sendo que, o valor do fator exponencial R_{sh}^{exp} para módulos FVs de diferentes tecnologias são dados de acordo com a Tab. 3.1.

Tabela 3.1 - Valores da resistência *shunt* exponencial. Fonte: adaptado Strobel (2009).

Tecnologia	R_{sh}^{exp}
CdTe	2,0
Microcristalino	3,0
Outras Tecnologias	5,5

3.3. Validação dos Modelos com dados provenientes da Bancada de Testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA)

Para validar os modelos descritos anteriormente, foram realizadas coleta de dados, em diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos (m-Si, p-Si, CIS e CdTe), sob condições de operação distintas, em uma bancada de teste localizada no Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA).

A Fig. 3.3 mostra a área de testes dos módulos fotovoltaicos do GEDAE/UFPA e a Tab. 3.2 mostra os dados de placa, em STC, para cada um dos módulos fotovoltaicos utilizados para a validação dos modelos de Lorenzo, DeSoto e Mermoud.



Figura 3.3 – Área de testes para diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos no GEDAE / UFPA.

Tabela 3.2 - Especificações elétricas dos módulos FVs utilizados para as condições STC.

Parâmetros Elétricos	Aleo Solar S19G240	Solar World SW 235	Würth Solar WSG36070	First Solar® FS Series 3™
Máxima Potência (Pmp)	240 Wp	235 Wp	70 Wp	80 Wp
Tensão de Máxima Potência (Vmp)	29,7 V	30 V	33 V	48,5 V
Corrente de Máxima Potência (Imp)	8,09 A	7,85 A	2,2 A	1,65 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	37,2 V	37 V	42,3 V	60,8 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	8,6 A	8,35 A	2,4 A	1,88 A
Coefficiente de temperatura (α)	3,45 mA/°C	2,84 mA/°C	-0,29 %mA/°C	-0,25% mA/°C
Coefficiente de temperatura (β)	-0,115 V/°C	-0,125 V/°C	0,05 %V / °C	0,04 % V/ °C
Número de células em série	60	60	N/A	N/A
Tipo de Tecnologia	m-Si	p-Si	CIS	CdTe

A Fig. 3.3 apresenta o campo de testes utilizado para validação dos três modelos. Esse sistema tem capacidade de coletar dados, simultaneamente, de 14 tecnologias de módulos fotovoltaicos, e realiza medições dos parâmetros elétricos (Voc, Vmp, Imp, Isc e Pmp) para cada módulo fotovoltaico. Além disso, para a coleta da temperatura de célula há um sensor do tipo Pt100 anexado na parte posterior de cada um dos módulos FV's e quatro sensores de irradiância solar tipo célula fotovoltaica. Dois, desses quatro, um monocristalino e um policristalino, medem a irradiância solar enquanto os outros dois sensores, um monocristalino e um policristalino,

medem o albedo. A Fig. 3.4 mostra um dos sensores Pt100 e uma das células fotovoltaicas, policristalina, para coleta da irradiância solar e temperatura de célula respectivamente.



Figura 3.4 – Sensor de temperatura Pt100 e célula fotovoltaica Si-p para coleta da irradiância solar global e temperatura de célula respectivamente.

A medição dos dados é realizada por uma placa de aquisição que possui os sensores de corrente e tensão além de uma carga eletrônica responsável pelo levantamento das curvas I-V. A Fig. 3.5 mostra como é realizado, diagrama esquemático, esse levantamento.

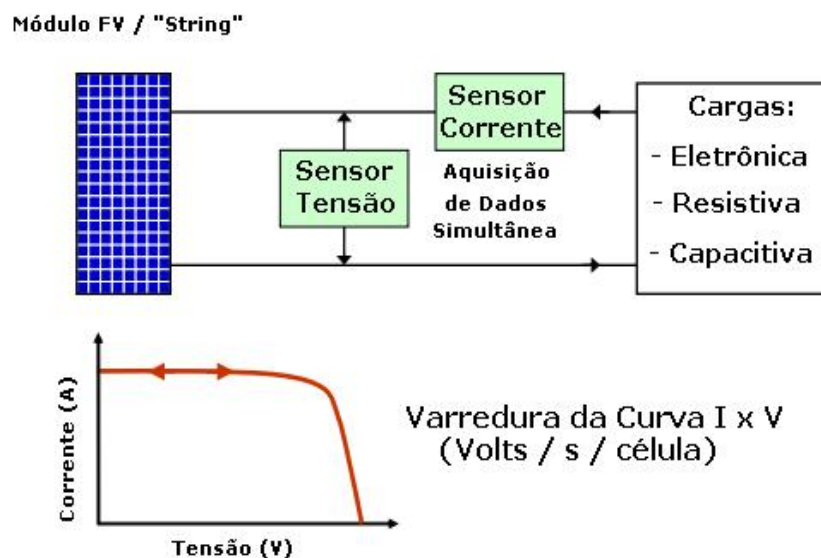


Figura 3.5 – Diagrama esquemático para o levantamento das curvas IxV de um módulo FV.

Os dados para a validação dos modelos, foram coletados de minuto a minuto, durante cinco dias para diferentes condições meteorológicas (irradiância e temperatura de célula) entre os horários de 6 horas da manhã até às 19 horas da noite, e enviados para um *datalogger*, para armazenamento dos mesmos. Esses dois dispositivos, além de uma fonte para energizar todo sistema de aquisição, estão alocados dentro de um quadro que possui a finalidade de proteger esses dispositivos de elementos externos, além de manter organizados os equipamentos. A Fig. 3.6 mostra os dispositivos eletrônicos organizados no interior do quadro.

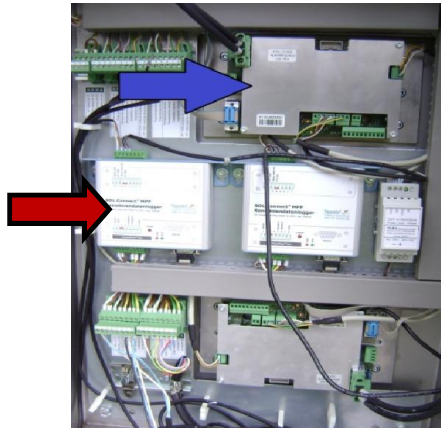


Figura 3.6 – Quadro com fonte de alimentação / placa de aquisição de dados (seta azul) e carga eletrônica / *datalogger* (seta vermelha).

Cada quadro realiza a coleta dos parâmetros elétricos de dois módulos FVs, simultaneamente, pois possui duas placas de aquisição de dados e dois *dataloggers*. Para a comunicação externa o *datalogger* é conectado a um *Data Center* que está presente no servidor do laboratório. Esse *Data Center* realiza a comunicação dos *dataloggers* com os computadores através da intranet. Esse equipamento possui um ambiente virtual no qual é possível configurar via protocolo FTP (*File Transfer Protocol*) um servidor de dados para envio dos dados contidos no *datalogger*. A Fig. 3.7 apresenta o diagrama ilustrativo do sistema descrito.

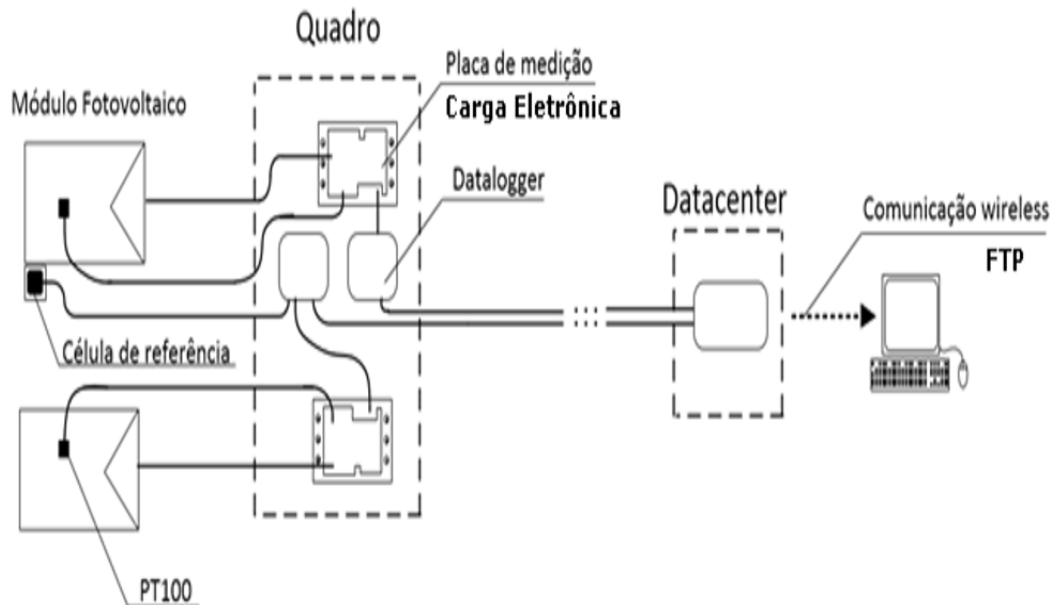


Figura 3.7 – Diagrama ilustrativo do sistema (módulos FVs, sensores, placa de aquisição de dados, carga eletrônica, datalogger, transmissão dos dados).

Após a coleta dos dados foi realizado o tratamento estatístico utilizando os indicadores MBE e RMSE como uma forma inicial de se avaliar os resultados gerados (simulações) pelos três modelos implementados em relação aos dados operacionais. A Tab. 3.3 mostra os resultados, para a tecnologia de módulo FV m-Si, para os modelos (a) Lorenzo; (b) Mermoud e Lejeune e (c) DeSoto.

Tabela 3.3 - Resultados para a tecnologia de módulo FV m-Si, para os modelos (a) Lorenzo; (b) Mermoud e Lejeune e (c) DeSoto, após tratamento estatístico.

Modelo Lorenzo - Silício monocristalino (a)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	37,20	0,32	0,87	0,43	1,16
Isc (A)	8,64	-0,04	-0,41	0,13	1,54
Vmp (V)	29,70	-0,01	-0,03	1,08	3,63
Imp (A)	8,09	-0,15	-1,86	0,17	2,14
Modelo Mermoud & Lejeune - Silício monocristalino (b)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	37,20	0,04	0,12	0,01	0,03
Isc (A)	8,64	-0,02	-0,33	0,001	0,02
Vmp (V)	29,70	1,36	4,59	0,03	0,11
Imp (A)	8,09	-0,02	0,25	0,001	0,01
Modelo DeSoto - Silício monocristalino (c)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	37,20	-0,05	0,14	0,010	0,02
Isc (A)	8,64	-0,02	-0,33	0,001	0,02
Vmp (V)	29,70	1,27	4,27	0,03	0,11
Imp (A)	8,09	-0,02	0,25	0,001	0,01

Como é possível observar na Tab. 3.3, o modelo proposto por Lorenzo apresentou o resultado mais elevado, em termos de qualidade (indicador %RMSE), para todos os parâmetros elétricos do módulo FV monocristalino avaliado sendo que os modelos de DeSoto e Mermoud e Lejeune, para este indicador, apresentaram resultados praticamente iguais e de muito boa qualidade (erros %RMSE menores que 1%).

Em relação ao indicador %MBE, o modelo de Lorenzo também apresentou resultados piores para a grande maioria dos parâmetros elétricos, porém, para a tensão de máxima potência o seu %MBE apresentou um melhor resultado, -0,03%, em comparação aos outros modelos, ou seja, %MBE igual 4,59% para o modelo Mermoud e Lejeune e 4,27% para o modelo DeSoto. A Tab. 3.4 mostra os resultados, para a tecnologia de módulo FV p-Si, para os modelos (a) Lorenzo; (b) Mermoud e Lejeune e (c) DeSoto.

Tabela 3.4 - Resultados para a tecnologia de módulo FV p-Si, para os modelos (a) Lorenzo; (b) Mermoud e Lejeune e (c) DeSoto, após tratamento estatístico.

Modelo Lorenzo - Silício Policristalino (a)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	37,00	-0,63	2,35	0,64	2,39
Isc (A)	8,35	-0,02	-0,25	0,09	1,06
Vmp (V)	30,00	0,62	2,08	1,11	3,72
Imp (A)	7,85	-0,10	-1,28	0,12	1,49

Modelo Mermoud & Lejeune - Silício Policristalino (b)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	37,00	-0,34	0,93	0,01	0,03
Isc (A)	8,35	-0,04	0,57	0,001	0,01
Vmp (V)	30,00	0,79	2,68	0,01	0,06
Imp (A)	7,85	-0,02	-0,30	0,009	0,01

Modelo DeSoto - Silício Policristalino (c)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	37,00	0,11	0,30	0,008	0,02
Isc (A)	8,35	-0,04	-0,57	0,001	0,01
Vmp (V)	30,00	0,58	1,95	0,01	0,05
Imp (A)	7,85	-0,02	0,32	0,0009	0,01

De acordo com a Tab. 3.4, e da mesma forma que ocorreu na tecnologia de silício monocristalino, o modelo proposto por Lorenzo apresentou o pior resultado, em termos de qualidade (indicador %RMSE), para todos os parâmetros elétricos do módulo FV policristalino avaliado sendo que os modelos de DeSoto e de Mermoud e Lejeune, para este indicador, apresentaram resultados praticamente iguais e de muito boa qualidade (erros %RMSE menores que 1%). Em relação ao indicador %MBE, o modelo DeSoto apresentou resultados melhores em comparação com os demais modelos, portanto, para a tecnologia de módulos fotovoltaicos de silício policristalino, este modelo foi o mais apropriado. A Tab. 3.5 mostra os resultados para as tecnologias dos módulos FVs, CdTe e CIS, para os modelos (a) / (c) Mermoud e Lejeune e (b) / (d) DeSoto, respectivamente.

Tabela 3.5 - Resultados para as tecnologias de módulos FVs CdTe e CIS para os modelos (a) / (c) Mermoud e Lejeune e (b) / (d) DeSoto, após tratamento estatístico.

Modelo Mermoud & Lejeune - CIS (a)						Modelo DeSoto - CIS (b)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)	Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	42,30	-0,65	-1,55	0,02	0,05	Voc (V)	42,30	3,57	8,45	0,06	0,15
Isc (A)	2,40	-0,05	-2,10	0,001	0,04	Isc (A)	2,40	0,05	2,10	0,001	0,04
Vmp (V)	33,0	-0,46	-1,41	0,03	0,11	Vmp (V)	33,0	3,46	10,50	0,07	0,21
Imp (A)	2,12	-0,16	7,74	0,003	0,15	Imp (A)	2,12	0,16	7,74	0,003	0,15

Modelo Mermoud & Lejeune - CdTe (c)						Modelo DeSoto - CdTe (d)					
Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)	Parâmetros	Catálogo	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
Voc (V)	60,80	-0,37	-0,61	0,05	0,09	Voc (V)	60,80	-5,90	-9,71	0,100	0,17
Isc (A)	1,88	-0,02	-1,12	0,0005	0,03	Isc (A)	1,88	-0,02	1,12	0,0005	0,03
Vmp (V)	48,50	-1,19	-2,45	0,05	0,10	Vmp (V)	48,50	-6,03	-12,43	0,11	0,22
Imp (A)	1,65	-0,03	2,39	0,0008	0,04	Imp (A)	1,65	-0,02	1,50	0,0006	0,003

De acordo com a Tab. 3.5, o modelo proposto por DeSoto apresentou o pior resultado, em termos de qualidade (indicador %RMSE) e em relação ao modelo de Mermoud e Lejeune, tanto para o módulo FV de tecnologia CdTe quanto para a tecnologia CIS porém, ambos os modelos, para este indicador, apresentaram resultados de muito boa qualidade (erros %RMSE menores que 1%).

Em relação ao indicador %MBE, o modelo Desoto também apresentou resultados piores em comparação com o modelo Mermoud e Lejeune, portanto, para a tecnologia de módulos fotovoltaicos de CdTe e CIS, este modelo foi o mais apropriado sendo que, de uma forma geral, o modelo de Mermoud e DeSoto apresentaram resultados satisfatórios e comprovam que podem ser aplicados para diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, implementados na ferramenta computacional, SunoUFMG, para a estimativa da produção de energia de um SFCR.

3.4. Considerações Finais Capítulo 3

Neste capítulo foram apresentados modelos matemáticos que realizam a estimativa da geração de um módulo FV ou gerador FV para diferentes tecnologias. Para o trabalho desta Tese, foram escolhidos os modelos matemáticos propostos por DeSoto, Klein e Beckman (2006), Lorenzo et al. (1994) e Mermoud e Lejeune (2010) sendo que estes métodos foram selecionados por se tratarem de modelos amplamente citados na literatura, utilizados em softwares de simulação / projeto de sistemas FVs e por abrangerem uma grande variedade de tecnologias.

Estes modelos foram validados e comparados, utilizando figuras de mérito estáticos (MBE e RMSE), com dados de campo, provenientes de uma bancada de testes localizada no grupo

GEDAE – UFPA em Belém, para diferentes tecnologias de módulos FV's (Si-m, Si-p, CdTe e CIS) e situações de irradiância e temperatura de célula. Os resultados encontrados foram bons, com erros médios baixos, principalmente, para os modelos de DeSoto e Mermoud e Lejeune. Porém, foi adotado no SunoUFMG o modelo de Mermoud e Lejeune devido ao fato deste método ter apresentado erros médios mais baixos e abranger mais tecnologias de módulos FVs.

No próximo capítulo, Capítulo 4, serão apresentados, e validados, os modelos matemáticos de eficiência para a conversão energética c.c./c.a. em conversores estáticos (inversores) dando continuidade a obtenção de um método para cálculo da estimativa da produção de energia de um sistema FV.

Capítulo 4 - Modelos matemáticos de eficiência para a conversão energética c.c./c.a. em inversores fotovoltaicos

4.1. Tipo de modelos matemáticos de eficiência para inversores fotovoltaicos

Os métodos e modelos matemáticos utilizados para realizar a previsão da produção de energia em SFCRs utilizam, além dos modelos de estimativa do recurso solar e módulos FVs / geradores FVs (ambos descritos nos Capítulos 2 e 3), também os modelos de eficiência da conversão energética c.c./c.a para conversores estáticos ou inversores. É importante destacar que, a grande maioria desses métodos, também são inseridos os parâmetros de perdas e incertezas, conforme apresentados no Capítulo 1, sendo que no Capítulo 5 será apresentada uma metodologia para quantificação total das incertezas que envolvem todo o processo de estimativa.

Nesta seção, serão apresentados os principais modelos matemáticos para a realização, eficiente, da conversão energética c.c. / c.a. em conversores estáticos ou inversores para SFCRs. Segundo a norma IEC 61683 (1999), a eficiência de conversão energética c.c./c.a. de um inversor é definida como a razão entre a energia elétrica na saída do inversor (entregue a rede elétrica, em c.a.) e a energia elétrica na entrada do inversor (convertida no gerador FV, em c.c.).

A eficiência de conversão c.c./c.a. depende, principalmente, da potência relativa do inversor, ou seja, da potência de operação (ou potência de carregamento), em um dado instante, em relação à sua potência nominal. A tensão c.c. de entrada também afeta sua eficiência c.c./c.a., embora, muitas vezes, desconsiderada nos modelos matemáticos mais simples que representam o comportamento elétrico do inversor.

O comprometimento da eficiência de conversão c.c./c.a. com a variação da temperatura é um outro parâmetro existente, porém, a complexidade do modelo matemático aumenta, sendo assim, muitos autores desconsideram esse efeito em sua modelagem conforme destaca Rampinelli (2010). Portanto, os modelos matemáticos para a eficiência de conversão energética c.c./c.a. em inversores FVs, geralmente, determinam a eficiência de conversão c.c./c.a. utilizando parâmetros associados às diferentes perdas elétricas que decorrem do processo de conversão.

Keating et al. (1991), propuseram um modelo para a eficiência baseado em circuito equivalente, consistindo em um inversor ideal, uma resistência série, representando as quedas ôhmicas, e uma resistência paralela, representando seu auto-consumo⁵⁴.

⁵⁴ O modelo também pode ser estendido para cargas reativas considerando a potência aparente e incluindo um fator que possua um valor próximo da unidade exceto para fatores de potência muito baixos e também representa perdas adicionais devidas a elevadas correntes reativas internas.

Um modelo matemático simples e aplicável a todos os inversores comerciais foi desenvolvido por Jantsch et al. (1992). O modelo considera que a energia perdida na conversão c.c./c.a. pode ser representada por um polinômio de segundo grau, onde três coeficientes, que devem ser obtidos experimentalmente, estão associados às diferentes origens de perdas elétricas dos inversores, ou seja, esse método considera a eficiência apenas como função da potência. King et al. (2007), propuseram um modelo matemático empírico que necessita da determinação de uma série de coeficientes de desempenho experimentais para descrever a eficiência energética de inversores utilizados em SFCRs, que é muito utilizado atualmente.

Rampinelli (2010), propuseram a modificação do modelo desenvolvido por Jantsch et al. (1992) incluindo, na equação de eficiência do método, coeficientes que dependem da tensão, justificada pela constatação de que a eficiência de conversão energética c.c. / c.a. do inversor varia com a tensão c.c. de entrada e, portanto, o modelo matemático que representa a curva de eficiência de conversão do inversor deve considerar essa dependência⁵⁵.

O modelo sugerido por Rampinelli (2010)⁵⁶ foi inserido em um software de simulação computacional denominado de *PVConnect*⁵⁷ e validado através de ensaios realizados em sete diferentes inversores conectados a SFCR's, apresentando resultados coerentes e adequados.

Após o estudo e a análise dos modelos matemáticos para a eficiência de conversão energética c.c. / c.a. para inversores fotovoltaicos, foram selecionados, para o desenvolvimento deste trabalho, os modelos propostos por Jantsch et al. (1992) e King et al. (2007). Nas próximas seções serão descritos cada um desses modelos, suas diferenças além de suas validações.

4.2. Modelos de Jatsch e King

Neste trabalho, foram estudados dois modelos matemáticos para a eficiência de conversão energética c.c./c.a. em inversores para SFCRs amplamente citados na literatura, Macêdo (2006); Figueiredo (2012) e Rampinelli (2010), e utilizados, ou seja, os modelos propostos por Jantsch et al. (1992) e King et al. (2007). Esses são métodos de fácil execução, pois são embasados em dados disponibilizados em catálogos dos fabricantes de inversores e também podem utilizar dados de campo de conversores estáticos que estão operando em SFCRs.

⁵⁵ Aplicável, apenas, para inversores cuja a eficiência diminui com o aumento da tensão.

⁵⁶ O autor destaca, que os catálogos de inversores produzidos na Europa para conexão à rede comumente apresentam a eficiência máxima e a eficiência europeia que é definida a partir de um modelo simples de ponderação da eficiência do inversor para diferentes potências. De maneira similar, o Programa de Energia Solar da Comissão Californiana de Energia (CEC) e Programa de Brasileiro de Etiquetagem (PBE) também possuem uma eficiência ponderada denominada de eficiência californiana e eficiência brasileira respectivamente, mas com diferentes ponderações.

⁵⁷ Desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Ambos os métodos foram implementados no software MATLAB® R2013a e PHP e validados, através de dados de catálogos de fabricantes e dados operacionais (sobre condições climáticas distintas) fornecidos pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA), para o inversor do fabricante Xantrex modelo GT2.8-NA-240/208 UL-05 com potência nominal de 2,8 kW acoplado a um SFCR descrito por Cavalcante (2012) e Macedo et al. (2012). Nas próximas seções, são apresentados os modelos citados, sua validação e análise dos resultados, através de indicadores estatísticos, ou seja, os erros médios MBE e RMSE.

4.2.1. Modelo King / Sandia

O modelo matemático para a eficiência de conversão energética c.c./c.a. em inversores fotovoltaicos proposto por King et al. (2007), também denominado de modelo Sandia⁵⁸, é um modelo empírico e possui uma boa precisão nos resultados além de uma boa versatilidade, tendo sido aplicado com sucesso em sistemas fotovoltaicos de pequeno e grande porte.

O modelo consiste em uma expressão que relaciona potência de saída c.a. do inversor em função da potência e tensão de entrada no barramento c.c., sendo estas as duas únicas variáveis necessárias para a estimativa do comportamento da eficácia de conversão para um inversor.

Para a obtenção da eficiência de conversão de um inversor o modelo de King pode ser utilizado de três maneiras: Na primeira, obtém-se os parâmetros necessários através de ensaios em laboratório que, sob condições controladas, é aplicado ao inversor carga e tensão, em pontos específicos, de forma que se percorra toda a extensão das variáveis de entrada, e assim se possa obter, de forma mais precisa, a estimativa dos parâmetros.

Esse método é utilizado pela Comissão Californiana de Energia (2001), *Californian Energy Commission* – CEC, em inglês, para a realização da certificação de inversores no mercado norte americano. A segunda, consiste na utilização direta dos dados fornecidos pelos catálogos dos fabricantes (*datasheet's*) de inversores e, a partir deles, independente da tensão de entrada, a obtenção de um modelo simplificado.

A terceira maneira, a estimativa dos parâmetros é realizada a partir de dados obtidos “em campo”, ou seja, a partir da observação do comportamento do inversor, dependente da tensão de entrada, em um sistema fotovoltaico em operação.

O processo aqui proposto obtém os parâmetros relacionados à tensão de entrada analisando-se apenas a curva de rendimento diária do sistema, que inevitavelmente apresenta variações nos valores de eficiência associados às curvas diárias de potência e de tensão de

⁵⁸ Pois foi desenvolvido no Laboratório Nacional Sandia (*Sandia National Laboratories - SNL*) / EUA.

entrada, uma vez que os painéis fotovoltaicos e o inversor estão submetidos a condições de operação distintas ao longo do dia e do ano e, portanto, as pequenas variações destas condições são suficientes para que delas se extraiam informações paramétricas necessárias para o modelo de King.

Neste trabalho, foram utilizados os procedimentos provindos de dados fornecidos pelos catálogos dos fabricantes (*datasheet's*), segundo método, e a partir de dados obtidos “em campo”, terceiro método, de inversores acoplados a sistema fotovoltaico⁵⁹.

4.2.1.1. Descrição do modelo de King

O modelo de King é descrito pela expressão de potência c.a. conforme apresenta a Eq. 4.1⁶⁰ e a mesma é complementada pela Eq. 4.2, Eq. 4.3 e Eq. 4.4⁶¹.

$$P_{ac} = \left\{ \left(\frac{P_{dco}}{A-B} \right) - C * (A - B) \right\} * (P_{dc} - B) + C * (P_{dc} - B)^2 \quad (4.1)$$

$$A = P_{dco} * \{1 + C_1 * (V_{dc} - V_{dco})\} \quad (4.2)$$

$$B = P_{so} * \{1 + C_2 * (V_{dc} - V_{dco})\} \quad (4.3)$$

$$C = C_o * \{1 + C_3 * (V_{dc} - V_{dco})\} \quad (4.4)$$

Onde: P_{ac} = potência de saída do inversor; P_{dc} = potência de entrada do inversor; P_{dco} = potência de saída nominal; P_{dco} = potência de entrada para que o inversor forneça potência nominal na saída; P_{so} = consumo próprio ou potência mínima para início de operação do inversor; V_{dco} = tensão nominal; V_{dc} = tensão de entrada.

A Eq. 4.1 permite a utilização de um modelo que contemple as variações de tensão de entrada V_{dc} através dos parâmetros empíricos C_1 , C_2 e C_3 , mas permite também, a simplificação da modelagem ao se atribuir a estes parâmetros valores nulos, sem prejuízo na estrutura geral do modelo, conforme mostram Eq. 4.5, Eq. 4.6 e Eq. 4.7.

$$A = P_{dco} \quad (4.5)$$

$$B = P_{so} \quad (4.6)$$

$$C = C_o \quad (4.7)$$

⁵⁹ O processo laboratorial, por ser mais complexo, e depender de instrumentação e infra-estrutura específica, não foi aplicado neste trabalho.

⁶⁰ Parâmetros obtidos, facilmente, de forma experimental.

⁶¹ Refletem as condições de operação.

4.2.2. Modelo de Jantsch

O modelo denominado de Jantsch et al. (1992) propõe o cálculo das perdas do inversor em função da sua potência de saída, não levando em consideração outras variações possíveis de ocorrer, ou seja, o modelo considera as perdas como uma função de segundo grau e busca relacionar os termos de cada ordem com as perdas reais presentes nos inversores, a Eq. 4.8 mostra as perdas normalizadas com relação à potência nominal do inversor (P_{inv}^0) utilizadas no modelo.

$$P_{perdas} = P_{FV} - P_{saida} = k_0 + k_1 * P_{saida} + k_2 * P_{saida}^2 \quad (4.8)$$

Onde: K_0 são as perdas de autoconsumo, que não dependem da potência de saída; K_1 são as perdas lineares com a potência de saída tais como: quedas de tensão nos dispositivos semicondutores, diodos e chaves IGBT's; K_2 são as perdas quadráticas com a potência de saída, ou seja, as perdas ôhmicas; P_{FV} é a potência de entrada do inversor; P_{saida} é a potência de saída do inversor.

Reorganizando algebricamente a Eq. 4.8 em função das potências de entrada (P_{FV}) e saída do inversor, obtém-se a Eq. 4.9.

$$P_{FV} = \frac{P_{saida}}{\eta_{inv}} = P_{saida} + (k_0 + k_1 * P_{saida} + k_2 * P_{saida}^2) \quad (4.9)$$

Onde: η_{inv} é a eficiência do inversor.

É necessário ressaltar que todos os valores de potência, P_{saida} , P_{FV} e P_{perda} , são normalizados tendo o valor de potência nominal de saída (P_n) como base, de forma que o modelo opera com valores em p.u. e, posteriormente, converte-se os valores para grandezas no sistema internacional (SI).

Tendo o conhecimento dos parâmetros k_0 , k_1 e k_2 , pode-se então estabelecer as perdas para toda a faixa de operação do inversor, bem como a eficiência de conversão. Esses parâmetros característicos são definidos pela Eq. 4.10, Eq. 4.11 e Eq. 4.12.

$$k_0 = \frac{1}{9} * \frac{1}{\eta_{inv}^1} - \frac{1}{4} * \frac{1}{\eta_{inv}^{0,5}} + \frac{5}{36} * \frac{1}{\eta_{inv}^{0,1}} \quad (4.10)$$

$$k_1 = \frac{-4}{93} * \frac{1}{\eta_{inv1}} + \frac{33}{12} * \frac{1}{\eta_{inv0,5}} - \frac{5}{12} * \frac{1}{\eta_{inv0,1}} - 1 \quad (4.11)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} * \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{5}{2} * \frac{1}{\eta_{inv0,5}} + \frac{5}{18} * \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \quad (4.12)$$

Nas equações, Eq. 4.10, Eq. 4.11 e Eq. 4.12, os termos η_{inv1} , $\eta_{inv0,5}$ e $\eta_{inv0,1}$ se referem as eficiências instantâneas para o inversor operando com 100 %, 50% e 10% de potência nominal de saída, respectivamente. Tais valores podem ser obtidos muitas vezes através das curvas de eficiência dos catálogos (*datasheet*) dos próprios fabricantes de inversores ou, através de medições “em campo”, porém deve-se levar em conta que, a princípio, há uma limitação do modelo, pois este método não leva em consideração outras variações da curva de eficiência, tais como a variação de tensão de entrada.

4.3. Validação dos modelos Jantsch e King e análise dos resultados para inversor Xantrex GT2.8-NA-240/208 UL-05

Para a validação dos modelos, foram utilizados dados de campo, fornecidos pelo GEDAE / UFPA, de um sistema fotovoltaico ($FDI^{62} = 0,83$) com potência instalada de 3,36 kWp, e inversor 2,8 kW do fabricante Xantrex modelo GT2.8-NA-240/208 UL-05. Cabe salientar que maiores detalhes sobre a configuração do SFCR utilizado podem ser encontrados em Cavalcante (2012) e Macêdo et al. (2012).

Foram utilizados dados de medição de 06:00 hrs, no começo da manhã, até o fim da tarde, 18:00 hrs, para os meses de novembro e dezembro de 2013 e janeiro e fevereiro 2014. Os dados utilizados para a validação dos modelos foram: potência de entrada do inversor (P_{cc}), potência de saída do inversor (P_{ca}), eficiência (η) e a tensão no barramento c.c. (V_{cc}). Também foram utilizados dados do catálogo e da curva de eficiência do inversor Xantrex modelo GT2. 8-NA-240/208 UL-05 conforme apresenta a Fig. 4.1 (a). A Fig. 4.1 (b) mostra o SFCR utilizado para realizar as validações.

⁶² Fator de dimensionamento do inversor (relaciona a potência nominal do inversor com a potência de pico do gerador FV).

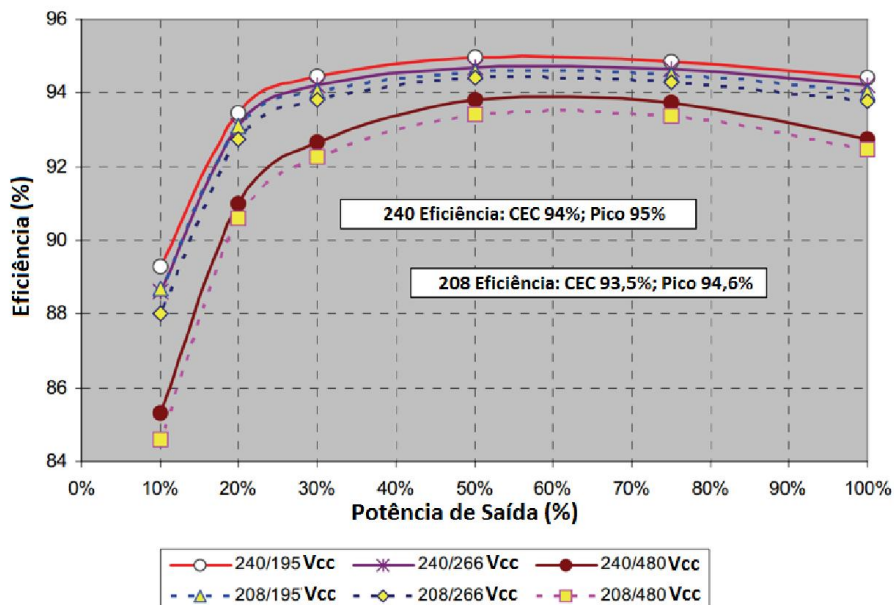


Figura 4.1 (a) – Curvas de eficiência para o inversor Xantrex GT2.8-NA-240/208 UL-05 (Fonte: adaptado catálogo técnico Xantrex).



Figura 4.1 (b) – SFCR utilizado para realizar as validações dos modelos.

4.3.1. Validação do modelo Jantsch

Para a validação do modelo de Jantsch, os pontos utilizados para o inversor Xantrex foram retirados da curva de 240/195VDC do gráfico de eficiência apresentado na Fig. 4.1, onde os pontos são os seguintes: $N_{100} = 94\%$, $N_{50} = 95\%$ e $N_{10} = 89\%$.

Tendo os valores dos três pontos de eficiência, os coeficientes k_0 , k_1 e k_2 foram calculados e alguns dados de medições de campo foram utilizados para gerar valores simulados para comparação e validação. Considerando que os bancos de dados utilizados possuem medições de potência de entrada e de potência de saída, a validação pode ser realizada substituindo os valores medidos de potência de saída diretamente na Eq. 4.9.

Como toda modelagem, é necessário realizar uma análise de erros médios, MBE e RMSE, em relação aos dados simulados com os dados reais (operacionais). Uma vez conhecida a forma de se calcular os erros médios, foi proposto calculá-los seguindo o procedimento abaixo:

- Os erros médios foram calculados para três faixas específicas da potência de saída, (0 a 25%, 25% a 75% e 75% a 100%) e também um erro médio total para toda a faixa;

- Foram calculados erros de estimativa da eficiência de conversão, potência de saída e suas perdas (K_0 , K_1 e K_2);

- Foram calculados os erros médios RMSE e MBE para os dois modelos (Jantsch e King) considerando as diferentes metodologias propostas para cada um dos modelos;

- Os erros foram referidos em sua forma percentual, relativas à grandeza de catálogo do inversor.

4.3.1.1. Análise dos Resultados

Os erros médios encontrados para o modelo de Jantsch, utilizando dados de catálogo, são apresentados na Tab. 4.1.

Tabela 4.1 – Erros médios obtidos através de dados de catálogo para o modelo de Jantsch.

Modelo de Jantsch		Metodologia por Catálogo			
Faixa de potência		0-25%	25%-75%	75%-100%	0-100%
Potência saída	RMSE	2,20	5,55	3,10	4,64
	MBE	-0,82	4,56	1,27	3,05
	RMSE%	0,08%	0,20%	0,11%	0,17%
	MBE%	-0,03%	0,16%	0,05%	0,11%
Eficiência	RMSE%	0,10%	0,45%	1,73%	1,12%
	MBE%	-0,04%	0,37%	-0,14%	0,15%

Como é possível observar na Tab. 4.1 os valores encontrados para RMSE%, para todas as faixas de potência de saída, mostram como o modelo de Jantsch se aproximou dos dados fornecidos pelo catálogo do fabricante Xantrex modelo GT2.8-NA-240/208 UL-05 apresentando uma boa qualidade. A mesma afirmação é válida para RMSE% em relação à eficiência.

Em respeito ao indicador MBE%, na potência de saída de 0-25%, o resultado encontrado mostra que o modelo tende, “ligeiramente”, a subestimar o dado de catálogo, ou seja, -0,03%, porém, nas demais potências de saída, os erros absolutos encontrados são “levemente”, sobrestimados. Os MBE’s para eficiência variam à medida que a faixa de potência de saída é incrementada sendo que nas faixas de 0-25% e 75%-100% os valores encontrados, “ligeiramente”, subestimam os dados de catálogo e o contrário ocorre para as faixas 25%-75%

e 0-100%. De qualquer forma, tanto as raízes dos erros médios quadráticos (RMSE) como os erros absolutos (MBE) apresentaram resultados com muito boa qualidade em relação aos dados de catálogo. Os resultados dos erros médios utilizando dados de medição em campo para o modelo de Jantsch são apresentados na Tab. 4.2.

Tabela 4.2 – Erros médios obtidos através de dados de campo para o modelo de Jantsch.

Modelo de Jantsch		Metodologia dados de campo			
Faixa de potência		0-25%	25%-75%	75%-100%	0-100%
Potência saída	RMSE	3,88	3,78	2,72	3,42
	MBE	-3,19	-2,92	-2,00	-2,58
	RMSE%	0,14%	0,14%	0,10%	0,12%
	MBE%	-0,11%	-0,10%	-0,07%	-0,09%
Eficiência	RMSE%	0,17%	0,28%	1,65%	1,04%
	MBE%	-0,14%	-0,21%	-0,83%	-0,45%

Como é possível observar na Tab. 4.2, os valores encontrados para RMSE%, para todas as faixas de potência de saída, mostram como o modelo de Jantsch se aproximou dos dados de campo apresentando uma boa qualidade (semelhantes aos resultados apresentados na Tab. 4.1). A mesma afirmação é válida para o parâmetro RMSE% em relação a eficiência.

Em relação ao indicador MBE%, para todas as faixas de potência de saída e eficiência, os resultados encontrados mostram que o modelo de Jantsch possui uma tendência a subestimar os dados de campo. De qualquer forma, tanto as raízes dos erros médios quadráticos (RMSE) como os erros absolutos (MBE), apresentaram resultados com muito boa qualidade em relação aos dados de campo.

A Tab. 4.3 mostra o desempenho do modelo de Jantsch comparando os resultados dos erros médios apresentados na Tab. 4.1 e Tab. 4.2, ou seja, na utilização de dados de catálogo e de campo.

Tabela 4.3 – Comparação entre os erros médios com dados de campo e de catálogo para o modelo de Jantsch.

Modelo de Jantsch		Dados de catálogo / campo			
Faixa de potência		0-25%	25%-75%	75%-100%	0-100%
Potência saída	RMSE % Catálogo	0,08%	0,20%	0,11%	0,17%
	RMSE % Campo	0,14%	0,14%	0,10%	0,12%
	MBE % Catálogo	-0,03%	0,16%	0,05%	0,11%
	MBE % Campo	-0,11%	-0,10%	-0,07%	-0,09%
Eficiência	RMSE % Campo	0,17%	0,28%	1,65%	1,04%
	RMSE % Catálogo	0,10%	0,45%	1,73%	1,12%
	MBE % Campo	-0,14%	-0,21%	-0,83%	-0,45%
	MBE % Catálogo	-0,04%	0,37%	-0,14%	0,15%

De acordo com a Tab. 4.3, os valores RMSE% para as faixas de potências de saída tanto para os dados de catálogo quanto para os de campo, são muito próximos tendo pequenas variações para as diferentes faixas, ou seja, 0,06% (0-25% e 25%-75%); 0,01% (75%-100%) e 0,05% (0-100%). Os indicadores MBE% da potência de saída na faixa (0-25%), e como já foi comentado, apresentaram resultados subestimados e a diferença entre o $MBE\%_{catálogo}$ com o $MBE\%_{campo}$ é muito pequena (0,08%). Para as demais faixas, o $MBE\%_{catálogo}$ sobrestima e o $MBE\%_{campo}$ subestima os dados sendo as diferenças de 0,26% (25%-75%); 0,12%(75%-100%) e finalmente, 0,2% (0-100%). Já para a eficiência, as figuras de mérito $RMSE\%_{catálogo}$ e $RMSE\%_{campo}$ demonstraram boa qualidade e pequenas variações para as diferentes faixas, ou seja, 0,07% (0-25%); 0,17% (25%-75%); 0,08% (75%-100%) e 0,08% (0-100%). Em relação aos indicadores $MBE\%_{catálogo}$ e $MBE\%_{campo}$ apesar desse último subestimar os dados, como já mencionado, para todas as faixas a diferença em comparação ao $MBE\%_{catálogo}$ são também pequenas sendo de 0,10% (0-25%); 0,58% (25%-75%); 0,69% (75%-100%) e 0,6% (0-100%).

Finalmente, como foi possível constatar, os resultados apresentados, na Tab. 4.1, Tab. 4.2 e Tab. 4.3, mostraram a boa qualidade do modelo de Jantsch para a representação de um modelo de eficiência de conversão energética para o inversor do fabricante Xantrex modelo GT 2.8kW. A Fig. 4.2 mostra as curvas de eficiência para o modelo de Jantsch embasadas no catálogo do fabricante (*datasheet*, curva preta) e nas medições em campo (curva vermelha) e a curva real do inversor em operação (em verde).

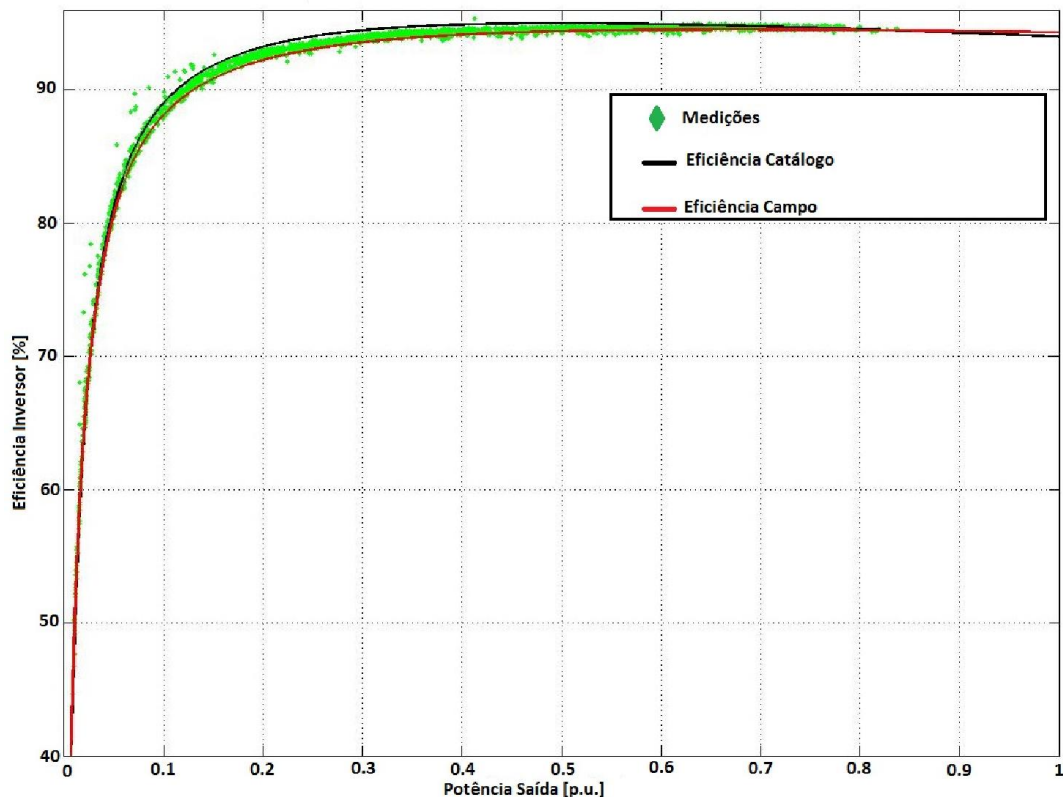


Figura 4.2 – Curvas de eficiência para o modelo de Jantsch embasadas no catálogo do fabricante (*datasheet*, curva preta) e nas medições em campo (curva vermelha) e a curva real do inversor em operação (em verde).

A Fig. 4.2 mostra que a curva de eficiência preta (*datasheet*) apresenta valores maiores de eficiência do inversor, em relação aos dados embasados em medições de campo (curva vermelha), desde o início da faixa de potência de saída, aproximadamente em 0,05 p.u., e permanece até cerca de 0,65 p.u. Cabe salientar que a curva de eficiência real do inversor em operação (em verde) está entre os limites dos dados de catálogo e medidos que foram utilizados no modelo de Jantsch. Após o valor de 0,65 p.u., até 1 p.u., as três curvas de eficiência praticamente se igualam.

Como é possível observar na Fig. 4.2, as curvas de eficiências demonstraram bons resultados, boa equivalência e pequenas variações em seus valores (como já mencionado), para o modelo de Jantsch de forma que este método representa um bom modelo de eficiência de conversão energética para o inversor do fabricante Xantrex modelo GT 2.8 kW.

4.3.2. Validação do modelo de King

Para a validação do modelo de King, por ser um modelo que exige mais parâmetros do que o modelo de Jantsch, foi utilizado um algoritmo de otimização (algoritmo genético de evolução diferencial de uso geral, proposto por Goldberg (1989) e Ramirez (2014) de forma a facilitar a estimativa de todos os parâmetros necessários para a utilização do modelo. Cabe salientar que se o algoritmo for bem utilizado esse tende a fornecer um modelo mais ajustado com os dados com os quais se faz a validação, apresentando valores de erros médios mais baixos em relação ao método analítico apresentado anteriormente, o que justifica a sua utilização nas situações em que tais métodos não possam ser aplicados.

4.4. Algoritmo de otimização (algoritmo genético de evolução diferencial)

Como descrito anteriormente, neste trabalho foi utilizado o algoritmo genético de evolução diferencial de uso geral, proposto por Goldberg e Ramirez. Este algoritmo gera, inicialmente, um conjunto (denominado de “população”) de soluções (denominado de “indivíduos”), cada uma delas com um dado agrupamento de parâmetros determinados aleatoriamente. Tais parâmetros são os seis que definem por completo o modelo King, ou seja, $Pdc0$, $Ps0$, $C0$, $C1$, $C2$ e $C3$ (estes, por sua vez, compõem um vetor individual de solução \mathbf{x}). Gerada a população inicial, o algoritmo executa a avaliação de cada indivíduo, o que neste trabalho consiste em calcular os erros médios RMSE do modelo e selecionar o indivíduo que apresente valor mínimo de erro. A seguir os indivíduos são comparados e a partir desta análise é gerada uma nova população, ou seja, uma nova geração de dados, que conterá indivíduos gerados (denominados de “filhos”) a partir da combinação dos melhores indivíduos da geração anterior (denominados de “pais”). Tal combinação, é feita a partir de “vetores diferença” entre os “pais”, e é esta abordagem vetorial que confere ao algoritmo de evolução diferencial uma vantagem em relação a outros algoritmos evolutivos.

A análise da nova geração é realizada da mesma forma, ou seja, elegendo sempre os modelos que apresentaram menor erro em relação aos dados de validação, e combinando-os de forma a criar um refinamento sucessivo da solução a cada geração. O critério de interrupção do algoritmo escolhido foi embasado no número máximo de gerações, que pode ser estabelecido ao se analisar o comportamento da convergência durante algumas execuções de teste, conforme mostra a Fig. 4.3, que apresenta, a cada geração, o erro médio RMSE obtido pelo melhor indivíduo desta mesma geração.

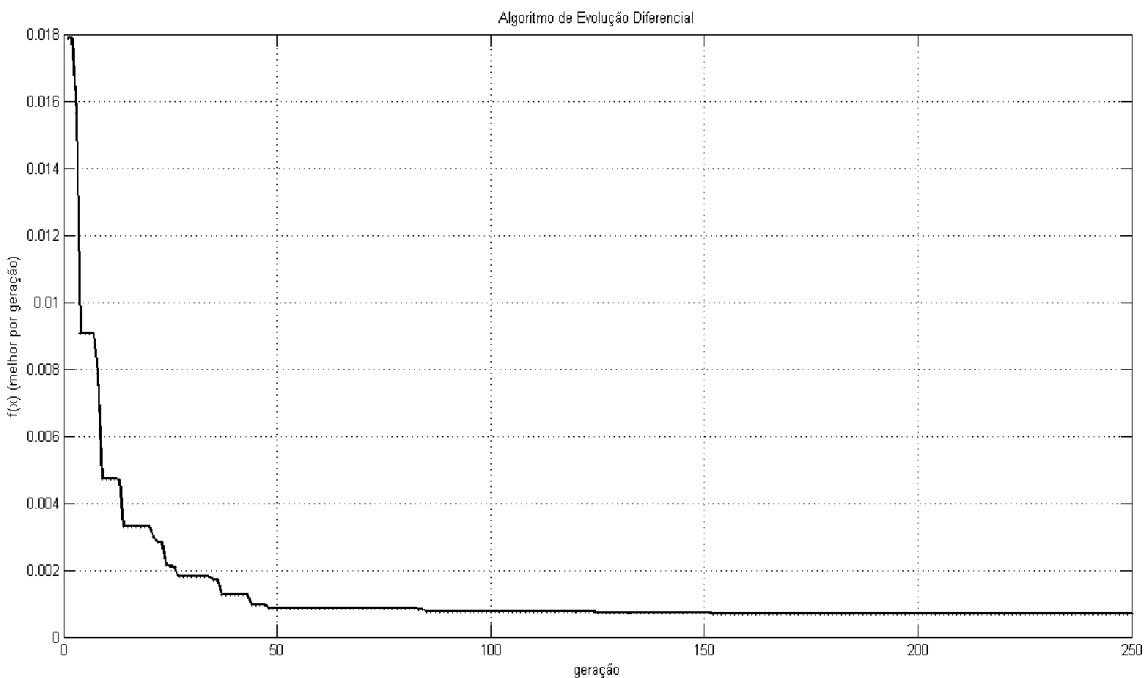


Figura 4.3 – Execução do algoritmo de evolução diferencial aplicado ao modelo de inversor.

O algoritmo utilizado apresenta uma estrutura básica com grande adaptabilidade que pode ser aproveitada em diversos problemas de otimização, bastando apenas definir alguns poucos parâmetros de execução, como coeficientes de probabilidade de recombinação, procedimentos de mutação e reflexão, escala dos vetores-diferença, número de indivíduos da população e critérios de interrupção. Esta simplicidade é outra grande vantagem deste algoritmo.

As regiões factíveis, ou seja, os intervalos de valores que servem como limites máximos e mínimos para os parâmetros dos indivíduos foram determinados a partir dos resultados obtidos nos métodos analíticos utilizados anteriormente, o que aumenta a garantia de rápida convergência para as regiões de valor mínimo, onde se encontra o resultado ótimo da função de erro médio RMSE.

O algoritmo proposto tende a fornecer um modelo extremamente ajustado aos dados com os quais se faz a validação, apresentando valores de erro mais baixos que os métodos analíticos

apresentados anteriormente, o que justifica a sua utilização nas situações em que tais métodos não possam ser aplicados, ou ainda, a otimização pode ser aplicada de forma complementar a esses métodos, dependendo das necessidades e das informações disponíveis para quem realiza a modelagem.

Desta forma, a função objetivo do processo de otimização é o valor de erro médio RMSE apresentado pelo modelo em relação aos dados de validação, e que deverá, portanto, ser minimizada conforme mostra a Eq. 4.17.

$$x^* = \arg \min \xi(x) \quad (4.17)$$

onde: $\xi(x)$ é o erro médio RMSE do modelo com o conjunto de parâmetros x .

4.4.1. Análise dos Resultados

A Tab. 4.4 mostra os resultados das comparações das diferentes metodologias (dados de catálogo, dados de campo e otimização), aplicadas ao modelo de King, através dos resultados dos erros médios RMSE e MBE.

Tabela 4.4 – Erros médios para as três metodologias utilizando o modelo de King.

Modelo King		Metodologias		
		Catálogo	Campo	Otimização
Potência de saída	RMSE%	0,22 %	0,10 %	0,06 %
	MBE %	-0,17 %	-0,06 %	0,00 %
Eficiência	RMSE %	1,15 %	1,07 %	0,33 %
	MBE %	-0,70 %	-0,40 %	-0,02 %

Como é possível observar na Tab. 4.4, para a potência de saída, o indicador RMSE% apresentou um bom desempenho e boa qualidade para as três metodologias além de pequenas variações entre eles, ou seja, os dados de catálogo, apresentou uma diferença de 0,12% em relação aos dados de campo e 0,16% com a otimização. Já para a eficiência, os erros médios RMSE% encontrados estão próximos a 1% (dados de catálogo e campo) e com a otimização, houve uma melhora dos resultados da ordem de 0,78%, em média, mostrando que a aplicação desse método melhora a qualidade do modelo.

Em relação aos erros médios absolutos, MBE % para a potência de saída, tanto para os dados de catálogos quanto para os de campo, esses apresentaram resultados subestimados sendo que os dados de campo, apresentaram um resultado melhor (-0,06%), porém, com uma

pequena diferença, 0,11%, em relação aos dados de catálogo. Com a aplicação da técnica de otimização os dados não apresentaram sobrestimação ou subestimação.

Em relação à eficiência, os MBE's, também subestimaram esse parâmetro sendo que os dados de campo apresentaram um resultado melhor (-0,40%), porém, com uma pequena diferença, 0,30%, em relação aos dados de catálogo. Da mesma forma que o MBE% para potência de saída, a utilização do algoritmo de otimização melhorou bastante o resultado, em média 0,55%, diminuindo a subestimação dos dados. A Fig. 4.4 mostra os erros relativos para as três metodologias, utilizando os dados de catálogos e de campo, em relação aos dados de validação.

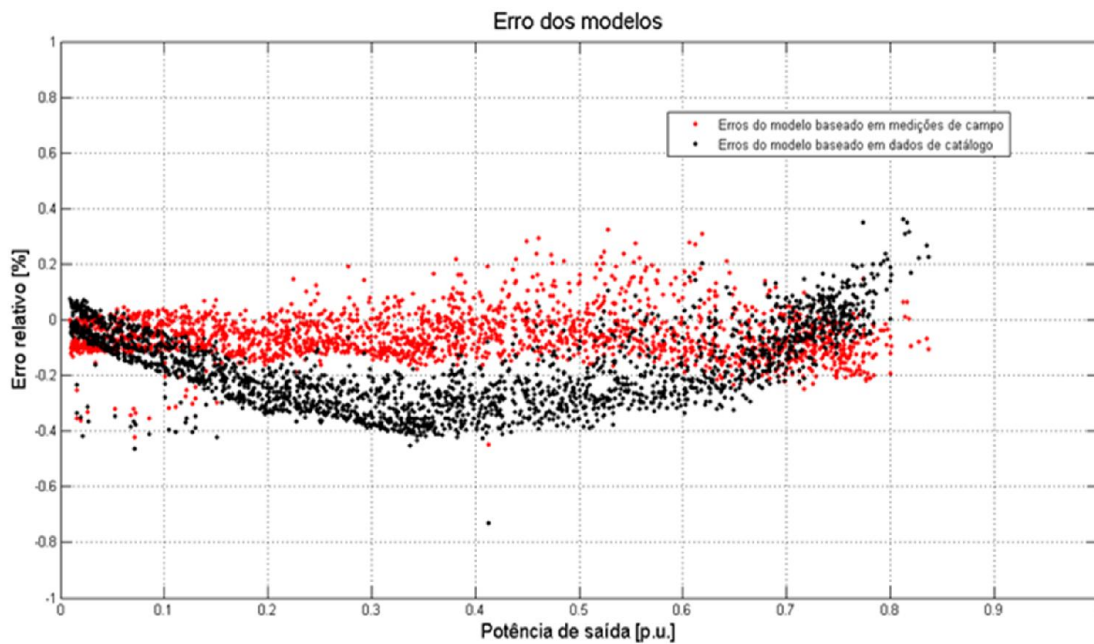


Figura 4.4 - Erros relativos das metodologias utilizando dados de catálogos e de campo em relação aos dados de validação.

Como podem ser observados na Fig. 4.4, os erros relativos das metodologias utilizando dados de catálogos e de campo em relação aos dados de validação variam aproximadamente entre 0,4 % à - 0,4 % sendo que os erros relativos aos dados de catálogo tendem a subestimar a medida que a potência de saída aumenta, porém, a partir de cerca de 0,75 p.u. o modelo tende a sobreestimar. Já o modelo embasado em medições em campo varia aproximadamente, em média, entre as faixas -0,1 à +0,1 apresentando assim um melhor resultado. A Fig. 4.5 mostra as curvas de eficiência para o modelo de King embasadas no catálogo do fabricante Xantrex modelo GT 2,8kW (*datasheet*, curva vermelha) e nas medições em campo (curva preta) e a curva real do inversor em operação (em verde).

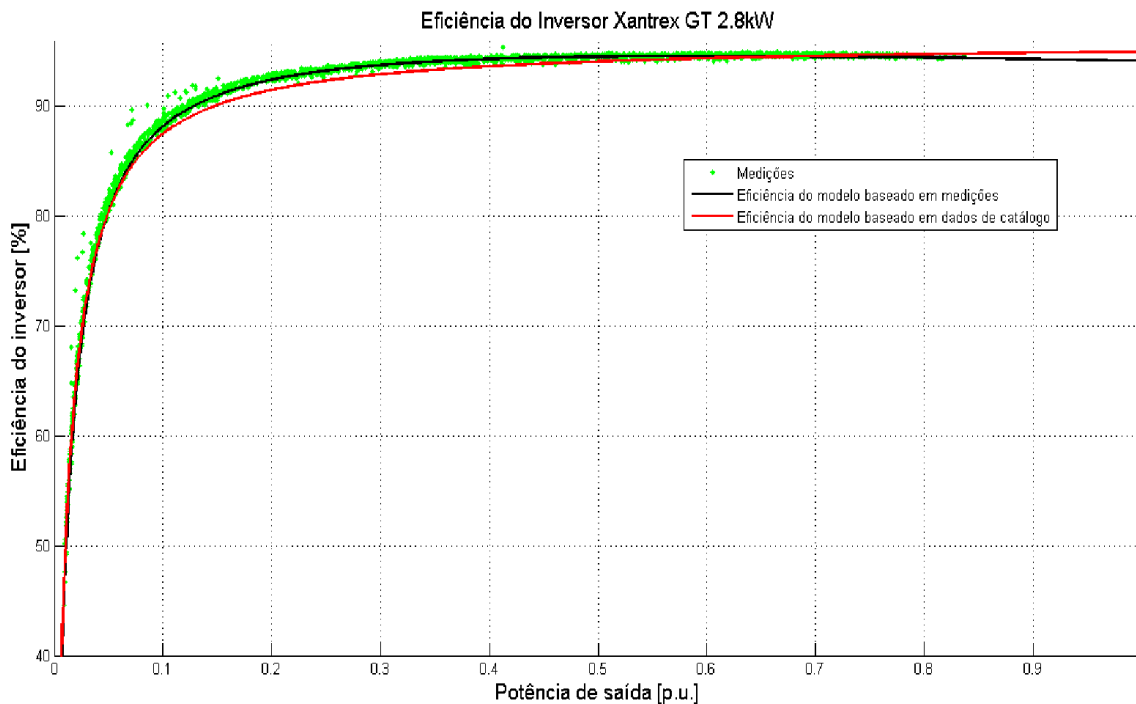


Figura 4.5 – Curvas de eficiência resultantes da aplicação do modelo de King.

A Fig. 4.5 mostra que as curvas de eficiência vermelha (catálogo) e preta (medições em campo) apresentaram valores praticamente iguais em toda a faixa de operação da potência de saída do inversor, com exceção entre 0,1 p.u. à 0,5 p.u., onde apesar da distinção entre as curvas os valores são muito próximos. Cabe salientar que os dados de operação do inversor (curva verde), praticamente, são iguais à curva preta quando se utiliza o modelo de King.

Como pode-se observar na Fig. 4.5, a curva de eficiência demonstra bom resultado, boa equivalência e pequenas variações em seus valores (como já mencionado), mostrando a boa qualidade do modelo de King para a representação de um modelo de eficiência de conversão energética para o inversor do fabricante Xantrex modelo GT 2.8 kW.

4.5. Comparação dos resultados para os Modelos King e Jantsch

A comparação dos erros médios obtidos para os modelos de Jantsch e de King utilizando dados de catálogos e campo é apresentada na Tab. 4.5.

Tabela 4.5 – Erros médios para as 3 metodologias utilizando os modelos de King e Jantsch.

Modelos King e Jantsch		Metodologias			
		Catálogo	$\Delta_{\text{catálogo}}$	Campo	Δ_{campo}
Potência de saída	RMSE% _{King}	0,22 %	0,05%	0,10 %	0,02%
	RMSE% _{Jantsch}	0,17 %		0,12 %	
	MBE % _{King}	-0,17 %	0,28%	-0,06 %	0,03%
	MBE % _{Jantsch}	0,11 %		-0,09 %	
Eficiência	RMSE % _{King}	1,15 %	0,07%	1,07 %	0,03%
	RMSE% _{Jantsch}	1,12 %		1,04 %	
	MBE % _{King}	-0,70 %	0,85%	-0,40 %	0,05%
	MBE % _{Jantsch}	0,15 %		-0,45 %	

De acordo com a Tab. 4.5, é possível notar que, para a potência de saída e também eficiência (através do indicador RMSE%) o modelo de Jantsch apresentou melhores resultados, em comparação com o modelo de King, quando são utilizados dados de catálogo. Porém, a diferença ($\Delta_{\text{catálogo}}$) numérica entre os resultados para a raiz do erro médio quadrático é muito pequena entre os modelos, ou seja, 0,05% (para potência de saída) e 0,07% (para a eficiência).

Em relação aos dados de campo, o modelo de King apresentou melhores resultados (para a potência de saída) sendo a diferença Δ_{campo} um valor igual a 0,02% porém, para a eficiência, o modelo Jantsch foi “ligeiramente” melhor. Entretanto, a diferença Δ_{campo} é igual a 0,03%, ou seja, foi muito baixa. Portanto, e como já foi explicitado anteriormente, ambos os modelos apresentaram uma boa qualidade em seus resultados, erros médios, sendo muito similares assim, ambos os modelos representam bem o inversor do fabricante Xantrex modelo GT 2,8 kW.

A respeito do indicador MBE% para a potência de saída na Tab. 4.5, o modelo de King tende a subestimar (-0,17%) enquanto que o modelo de Jantsch tende a sobrestimar (0,11%) para dados de catálogo sendo que o $\Delta_{\text{catálogo}}$ é igual a 0,28 %, ou seja, uma pequena variação no resultado final. Para os dados de campo, ambos os modelos subestimaram, mas como nos dados de catálogo, Δ_{campo} apresentou um resultado muito baixo (0,03%) entre os modelos.

Em relação ao MBE% para a eficiência com dados de catálogo, o modelo King possui uma tendência de subestimar (-0,70%) ao contrário do modelo Jantsch o qual sua perspectiva é de sobrestimar (0,15%) sendo que o $\Delta_{\text{catálogo}}$ entre os modelos foi de 0,85%.

Em respeito a eficiência com os dados de campo, novamente, ambos os modelos tendem a subestimarem, porém, Δ_{campo} entre os modelos é muito baixa, portanto, o resultado alcançado é praticamente similar entre os dois modelos neste quesito.

4.6. Considerações Finais - Capítulo 4

Neste capítulo foram apresentados modelos matemáticos de eficiência para a conversão energética c.c./c.a. em inversores fotovoltaicos. Para o trabalho desta Tese, foram escolhidos os modelos propostos por Jantsch et al. (1992) e King et al. (2007), sendo que estes métodos foram selecionados por se tratarem de modelos amplamente citados na literatura, utilizados em softwares de simulação / projeto de sistemas FVs.

Estes modelos foram validados e comparados, utilizando figuras de mérito estáticos (MBE e RMSE), com dados de campo e catálogo, e os resultados encontrados foram adequados a proposta, apresentando erros médios aceitáveis.

Um método de otimização (Goldberg (1989) e Ramirez (2014)) foi proposto de forma a proporcionar um modelo extremamente ajustado aos dados com os quais se faz a validação, apresentando valores de erro menores que os métodos analíticos apresentados, o que justifica a sua utilização nas situações em que tais métodos não possam ser aplicados, ou ainda, a otimização pode ser aplicada de forma complementar a esses métodos, dependendo das necessidades e das informações disponíveis para quem realiza a modelagem.

Finalmente, devido a simplicidade de implementação do método proposto por Jantsch et al. (1992) este modelo foi implementado no software SunoUFMG. No próximo capítulo, serão apresentados, e validados, a metodologia de propagação / combinação das incertezas e o método de probabilidade de excedência de forma a finalizar o processo para a estimativa de energia gerada por uma usina solar fotovoltaica (UFV).

Capítulo 5 - Metodologia de Propagação / Combinação de Incertezas e Método de Probabilidade de Excedência

A estimativa correta da geração de energia produzida por um sistema fotovoltaico é fundamental para o investidor discernir a respeito dos riscos financeiros relacionados ao empreendimento e obter um melhor retorno econômico / financeiro.

Entretanto, realizar tal tarefa não é trivial, pois a geração é influenciada por diferentes tipos de incertezas que são introduzidas por cada elemento no processo de modelagem matemática, como já destacado nos capítulos anteriores, tais como: a variabilidade do recurso solar, eficiência / rendimento dos componentes que compõem o sistema (ex: módulos e inversores FVs), diversos tipos de perdas (ex: ôhmicas, poeira/sujeira, desacoplamento (*mismatching*), etc), incertezas contidas na instrumentação utilizada bem como na medição realizada e nos modelos matemáticos (ex: modelos para módulos e inversores FVs, transposição de plano, etc) utilizados para a realização de simulações computacionais de forma a realizarem a estimativa da geração de energia em uma planta fotovoltaica.

Todos estes parâmetros citados, são exemplos de elementos que constituem fontes de incerteza⁶³ e que devem ser considerados em todo o fluxo energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) conforme mostra a Fig. 5.1.

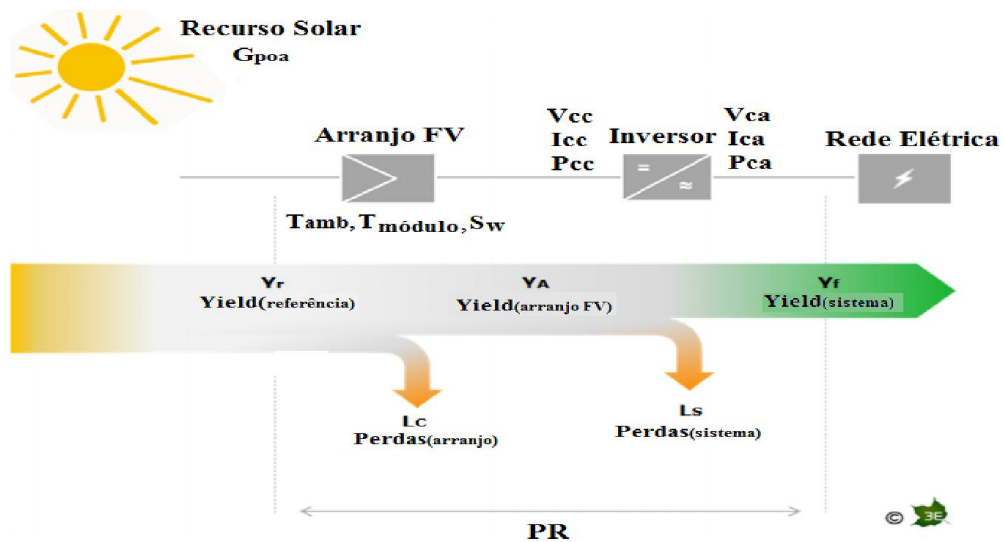


Figura 5.1 - Fluxo de energia em um sistema fotovoltaico. Fonte: adaptado Richter et al. (2015).

⁶³ As incertezas neste capítulo serão tratadas como desvio padrão (σ).

De acordo com a Fig. 5.1, o fluxo de energia em um SFCR apresenta as principais etapas de conversão da energia dentro do sistema onde uma limitada, porém, selecionada coleção de parâmetros são medidos e calculados sendo que cada um destes estão relacionados a um determinado tipo de incerteza.

Assim, de forma a entender qual a confiança que deve ser depositada nas estimativas da energia gerada por uma usina FV, e para identificar como melhorar a precisão dos modelos e reduzir as incertezas e também os riscos no investimento do projeto, é necessário quantificar as incertezas introduzidas por cada modelo / parâmetro sendo que na atualidade, pode-se encontrar diversos métodos na literatura que realizam a quantificação da propagação de incertezas dentro do processo de estimativa de energia gerada por uma planta solar fotovoltaica.

Hansen, Pohl e Jordan (2013) propuseram um método de análise das incertezas e sensibilidade para o processo de modelagem da estimativa de energia para sistemas fotovoltaicos. Para a validação da metodologia os autores utilizaram dois pequenos sistemas FVs, cada um composto por um único módulo FV de diferente tecnologia (c-Si e CdTe), que foram instalados em duas cidades norte-americanas (Albuquerque - NM e Golden - CO).

Os autores consideraram que a saída energética de um sistema FV é prevista por uma seqüência de modelos e que as incertezas na saída, de cada modelo, pode ser quantificada por distribuições empíricas dos resíduos gerados por cada modelo. Essas distribuições foram amostradas, de forma a se propagar as incertezas através da seqüência de modelos, para obter uma distribuição empírica global para os sistemas FVs considerados.

Os resultados encontrados para a incerteza na produção diária de energia dos sistemas fotovoltaicos foram relativamente pequenos, ou seja, 1% para a energia gerada. Para a estimativa do recurso solar os autores testaram quatro modelos, porém, constataram que não houve, praticamente, alteração nos resultados encontrados. No entanto, foi observado que estes modelos resultaram em incertezas, da ordem de 5%, que impactam a energia diária produzida o que se traduz diretamente em uma diferença na energia prevista.

Já os resultados encontrados pela análise de sensibilidade realizada pelos autores, a qual relaciona às incertezas encontradas nas saídas dos sistemas FV's utilizados com as incertezas decorrentes de cada modelo, verificou-se que os resíduos resultantes dos modelos de irradiação contribuem, de forma predominante, nos resíduos de geração de energia diária, para as duas tecnologias e localizações consideradas nos estudos. Portanto, esta análise indica que os esforços para reduzir as incertezas em um sistema fotovoltaico devem-se concentrar em melhorias nos modelos de estimativa da radiação solar.

Stein, Perez e Parkins (2010) se embassaram no método denominado de Regressão “passo a passo⁶⁴” (*Stepwise Regression*, em inglês) para testar a aleatoriedade/peso de resíduos gerados por dados oriundos de imagens de satélites e dados coletados em campo por estações solarimétricas e analisaram / compararam o impacto da utilização destes dados em diferentes modelos matemáticos para a estimativa de geração de energia de um sistema FV. A Fig. 5.2 apresenta fluxograma de aplicação do método *Stepwise Regression*.

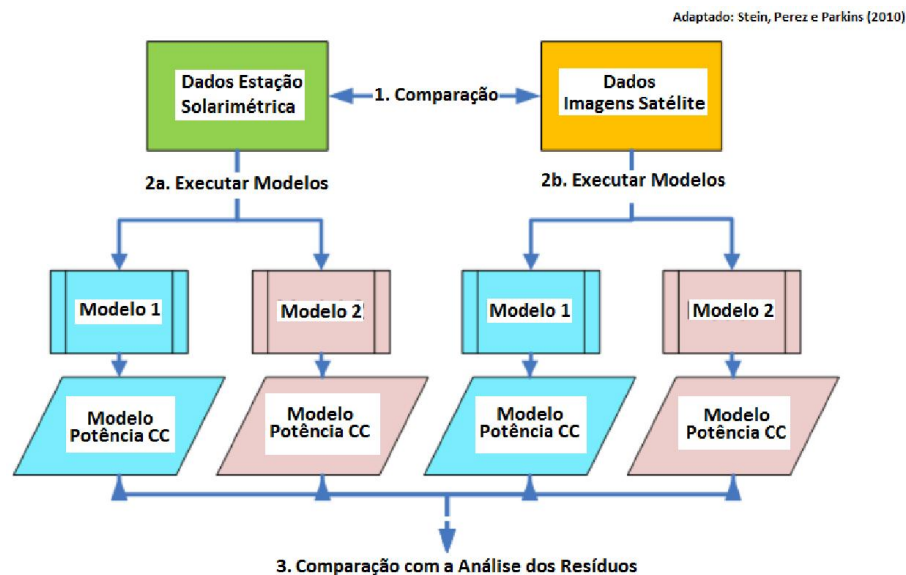


Figura 5.2 – Fluxograma de aplicação do método *Stepwise Regression*. Fonte: Adaptado Stein, Perez e Parkins (2010).

Os principais resultados encontrados pelos autores podem ser resumidos da seguinte forma:

- Os modelos para a estimativa de geração de energia de um sistema FV apresentaram melhores resultados quando executados por dados de solo (estação solarimétrica);
- Para as estimativas a longo prazo, no entanto, os modelos que utilizam dados de imagens de satélites, onde os erros para esta situação são menores, apresentaram bons resultados;
- Em base horária, os desvios padrões para os resíduos dos modelos de estimativa foram três vezes maiores para dados de imagens de satélite comparados aos dados de solo.

⁶⁴ O método pode ser aplicado aos resíduos para identificar e classificar as variáveis de simulação, na ordem de sua contribuição na variância dos resíduos, sendo que o mesmo é embasado em séries de regressões lineares.

- Para os erros absolutos médios (MBE), não houve diferenciação entre os resultados encontrados, portanto, tal situação sugere que dados originados de imagens de satélites podem ser utilizados para a realização de estimativas de energia em projetos de sistemas FVs.

- Séries históricas de dados de satélites (que contem a variabilidade anual do recurso solar) devem ser utilizadas, quando disponíveis, em conjunto com dados de solo (ex: dados TMY⁶⁵) de forma a melhorar as estimativas.

Thevenard e Pelland (2013) realizaram simulações estatísticas, utilizando uma variante do método de Monte Carlo denominado de método *Latin Hypercube Sampling* (LHS) contido no módulo estatístico do software SAM / NREL⁶⁶, de forma a combinar / quantificar as diversas incertezas descritas no Capítulo 1. As simulações foram embasadas em uma usina solar fotovoltaica de 10 MW localizada em Toronto, Canada.

A partir deste caso base, primeiramente, os autores quantificaram as incertezas associadas ao primeiro ano de operação da usina e, conseqüentemente, as incertezas associadas com a estimativa do sistema, para um período de 20 anos, levando em consideração o envelhecimento e a disponibilidade do sistema. Os autores constataram que a incerteza combinada (em termos de desvio padrão) é da ordem de 8,7% para os anos individuais e de 7,9%, em média, para as estimativas do sistema FV a longo prazo (20 anos). Além disso, os autores compararam o método que utilizaram com um método mais simples (ex: método de combinação de incertezas) e constataram que uma abordagem menos sofisticada leva igualmente a resultados de estimativas rápidos e confiáveis.

Desta forma, o método estatístico proposto e desenvolvido por Richter et al. (2015), baseado na metodologia de propagação / combinação de incertezas, foi escolhido neste trabalho por se tratar de uma metodologia simples e de fácil aplicação conforme será apresentada na seção 5.1.

5.1. Combinação / Propagação de Incertezas – Método proposto por Richter et al. (2015)

De acordo com o Comitê de Metrologia (*Joint Committee for Guides in Metrology – JCGM, GUM/IEC, 2008*), quando as grandezas são estatisticamente independentes, a regra geral de propagação das incertezas ($u_{(X_1)}, u_{(X_2)}, \dots, u_{(X_N)}$) descrita por uma dada função $f(x_1, x_2, \dots, x_N)$ se resume à relação matemática apresentada na Eq. 5.1. Essa equação é uma estimativa do desvio padrão da própria função $f(x_1, x_2, \dots, x_N)$, assumindo que as incertezas, relacionadas a cada variável, são pequenas se comparadas às derivadas parciais.

⁶⁵ TMY: Typical Meteorologic Year (Ano Meteorológico Típico).

⁶⁶ System Advisor Model.

$$u_c = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x_1}\right)^2 \cdot u_{x_1}^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_2}\right)^2 \cdot u_{x_2}^2 + \dots + \left(\frac{\partial f}{\partial x_N}\right)^2 \cdot u_{x_N}^2} \quad (5.1)$$

Ao se calcular incertezas, após realizar a somatória ou obter a média de um determinado conjunto de valores, deve-se ter atenção as componentes aleatórias e sistemáticas (absolutas) que as compõem, ou seja, as componentes aleatórias que reduzem o tamanho da amostra, e as componentes sistemáticas que não são afetadas por ela. A Eq. 5.2 apresenta o cálculo para a combinação da incerteza padrão⁶⁷ (u_c) quando as fontes de incertezas podem ser consideradas independentes. Já a Eq. 5.3 mostra como se calcula a incerteza expandida^{68,69} combinada (U), ou seja, pela multiplicação da incerteza padrão combinada (u_c) por um fator de cobertura igual a 1,96 para um intervalo de confiança igual a 95% de uma distribuição Gaussiana⁷⁰.

$$u_c = \sqrt{\frac{\left(\frac{Randnorma}{2}\right)^2}{n} + \frac{\left(\frac{RandUnib}{(3)^{\frac{1}{2}}}\right)^2}{n} + \dots + \frac{\left(\frac{SystNormc}{2}\right)^2}{n} + \frac{\left(\frac{SystUnid}{(3)^{\frac{1}{2}}}\right)^2}{n} + \dots} \quad (5.2)$$

$$U = 1,96 \cdot u_c \quad (5.3)$$

Onde: n : número de amostras; $Randnorm$: componentes randômicas normalmente distribuídas; $RandUni$: componentes randômicas uniformemente distribuídas; $Systnorm$: componentes sistematicas normalmente distribuídas; $SystUni$: componentes sistematicas uniformemente distribuídas; u_c : incertezas combinadas; U : incertezas expandidas.

No entanto, para se aplicar a regra, deve-se definir quais incertezas (descritas no Capítulo 1), de fato, afetam cada grandeza e, portanto, devem estar presentes na Eq. 5.1 e Eq. 5.2. Como exemplo, para se realizar o cálculo da incerteza relacionada à modelagem dos painéis

⁶⁷ A incerteza combinada consiste na soma quadrática das diversas incertezas. Esse valor não é adotado como real, pois representa uma probabilidade estatística de aproximadamente 68% de se encontrar o erro. Para se determinar a incerteza com nível de confiabilidade maior, deve-se calcular a incerteza combinada expandida.

⁶⁸ Na maioria dos casos, para reunir as necessidades de muitas aplicações, especialmente onde segurança interessa, é necessário multiplicar a incerteza padrão combinada por um fator de abrangência. Este fator de abrangência intenciona fornecer um intervalo maior do que a incerteza padrão combinada e dentro do qual existe uma alta probabilidade de conter o valor verdadeiro do mensurando.

⁶⁹ Quantidade que define um intervalo sobre o resultado de uma medida que pode ser esperada para englobar um grande Fração da distribuição de valores que poderia razoavelmente ser atribuída ao mensurando.

⁷⁰ É importante salientar que a Eq. 5.2 e Eq. 5.3, são cálculos abreviados, sendo que as informações mais detalhadas para se realizar o cálculo das componentes descritas são apresentadas pelo Comitê de Metrologia (ISO/IEC, 2008).

fotovoltaicos (σ_{PVarr}), deve-se considerar as incertezas inseridas na quantificação do recurso solar (σ_{Irr}), a incerteza no modelo de temperatura (σ_{Tmp}), a incerteza na potência nominal nas condições padrão (σ_{STC}) e, quando um modelo de transposição é utilizado, a incerteza contida no modelo de conversão para o plano dos módulos (σ_{POA}).

As incertezas referentes ao campo (σ_{Fld}) constituem o resultado da combinação de todas as incertezas relacionadas às perdas adicionais que afetam o sistema, dentre elas, pode-se destacar a influência da sujeira que se acumula sobre os módulos (constituída, principalmente, por poeira e fezes de pássaros) e do desacoplamento (*mismatching*, em inglês) causado pelo sombreamento de uma fileira de módulos FV sobre a outra. Outros fatores que podem ser considerados são as taxas de reflexão (albedo), tolerância (*rating*) e degradação anual dos módulos FV, a disponibilidade do recurso solar e a existência de perdas nos cabeamentos, tanto do lado CC quanto do lado CA.

A incerteza na energia específica (*yield*) de referência (σ_{Y_r}) é o resultado da incerteza na quantificação do recurso solar no plano dos módulos ($\sigma_{(G-POA)}$), que, por sua vez, depende da fonte de dados, como por exemplo, do piranômetro, do sensor de silício (célula de referência) ou de dados de imagens de satélite conforme destaca Ritcher et al. (2015). Quando os valores de radiação solar são estimados, a variabilidade meteorológica, cujo comportamento é estocástico, também deve ser considerada, resultando em um aumento significativo da incerteza.

Cabe salientar que é importante classificar cada incerteza como sistemática (absoluta) ou aleatória (estocástica). Enquanto que as variações estocásticas divergem de ano para ano, o impacto dos desvios sistemáticos é sempre o mesmo para um determinado sistema FV, independentemente do ano. Logo, pode-se afirmar que a variação anual da radiação solar constitui um bom exemplo de desvio estocástico. Por outro lado, desvios no rendimento devido a características inerentes do sistema que ocorrem a cada ano e são, portanto, sistemáticas.

A incerteza na energia específica final ou *final yield* (σ_{Y_f}) é determinada apenas pela incerteza contidas na geração de energia (σ_E). Em se tratando de um sistema monitorado, as incertezas nas medições de corrente (σ_I) e tensão (σ_V) devem ser consideradas. No entanto, quando a estimativa da energia gerada é realizada a partir de dados do próprio SFCR, sua incerteza depende dos diferentes modelos matemáticos utilizados e das variáveis externas específicas de cada localização, Ritcher e al. (2015). A Eq. 5.4, apresenta o cálculo da figura mérito *Performance Ratio* - PR atribuída a um sistema FV.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E \cdot G_{POA}}{P_n \cdot G_{STC}} \quad (5.4)$$

Sendo que:

E: Energia gerada em um determinado período; G_{poa} : Irradância incidente no plano inclinado do arranjo fotovoltaico; P_n : Potência nominal do gerador fotovoltaico; G_{STC} : Irradância em condições padrão de teste, ou seja, a 1.000 W / m².

A partir da Eq. 5.4, aplica-se novamente a regra de propagação das incertezas, combinando as incertezas contidas no *final yield* do sistema (σ_{Y_f}) com a incerteza do *yield* de referência (σ_{Y_r}), a fim de se obter o valor da incerteza relacionada ao rendimento global do sistema (σ_{PR}), conforme mostra a equação 5.5.

$$\sigma_{PR} = \sqrt{\left(\frac{1}{Y_r} \cdot \sigma_{Y_f}\right)^2 + \left(\frac{Y_f}{Y_r^2} \cdot \sigma_{Y_r}\right)^2} \quad (5.5)$$

Portanto, o cálculo das incertezas expandidas (U_{PR} e U_E), considerando um intervalo de abrangência de 95% (função de distribuição de probabilidade Normal ou Gaussiana), resume-se à multiplicação de cada uma das respectivas incertezas por um fator de abrangência de 1,96. Finalmente, a Tab. 5.1 apresenta de forma resumida, os valores de incertezas relevantes no processo de modelagem de um sistema FV.

Tabela 5.1 - Incertezas relevantes no processo de modelagem sistema FV. Fonte: Ritcher et al. (2015)

Incertezas no recurso solar						
Variabilidade climática (σ_{Clim})	Quantificação da irradiação (σ_{Irr})	Irradiação no plano dos módulos ($\sigma_{G_{POA}}$)	Conversão para o plano dos módulos ($\sigma_{G_{POA-conv}}$)			
4,5%	5%	1%	5,2%			
Incertezas na modelagem do sistema						
Potência Nominal a STC (σ_{STC})		Modelo de temperatura (σ_{Tmp})		Modelagem do inversor (σ_{Inv})		
5%		1,45%		0,3%		
Outras incertezas relacionadas ao campo						
Cabeamento CC e CA (σ_{CC}) / (σ_{CA})		Disponibilidade (σ_{Av})	Sujeira ($\sigma_{Soiling}$)	Descasamento (σ_{Mis})	Degradação (σ_{Deg})	Reflexão σ_{Refl}
1%	1%	1%	2%	1%	0,5%	1%

5.2. Aplicação do método proposto por Ritcher

O método descrito na seção anterior foi implementado no software MATLAB® R2014a onde os valores de incertezas foram calculados através de dados de geração provenientes de duas micro usinas fotovoltaicas (UFV) e da UFV Mineirão, todas as três em operação, e também

utilizando-se de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*, em inglês). A seguir são descritas as UFVs utilizadas neste trabalho.

5.2.1. Descrição das usinas fotovoltaicas

5.2.1.1. Usina fotovoltaica (UFV) PGM

A micro usina fotovoltaica, a UFV PGM, com potência instalada de 6,58 kWp, está localizada na cidade de Uberlândia-MG e está em operação desde 2012 de acordo com Buiatti (2013). O sistema é composto por 28 módulos fotovoltaicos (área total de 47,6 m²), de silício cristalino, do fabricante SunEarth cuja a potência de pico é de 235 Wp / módulo FV. Os mesmos foram agrupados em duas *strings* (fileiras) constituídas com 14 módulos FV totalizando 3,29 kWp / *string*. Cada fileira é conectada a um inversor do fabricante Eltek modelo Theia de potência nominal de 3,8 kW (Buiatti, 2013). A Fig. 5.3 mostra o diagrama unifilar da UFV PGM e a Fig. 5.4 imagens da instalação física do sistema.

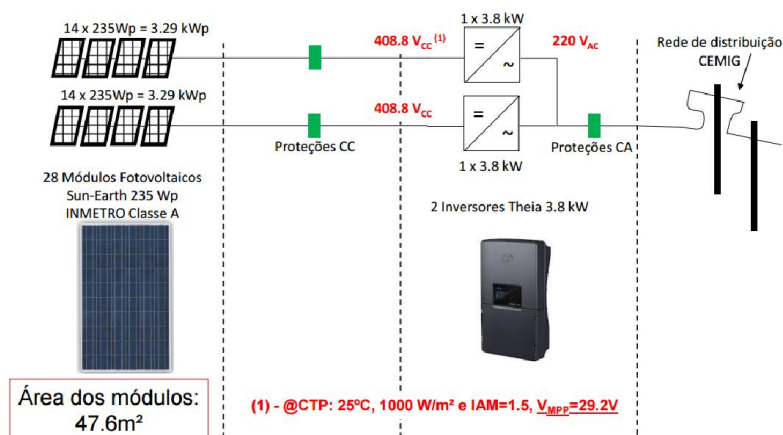


Figura 5.3 – Diagrama unifilar da UFV PGM, 6,58 kWp. Fonte: Buiatti (2013).



Figura 5.4 –UFV PGM (Uberlândia, MG) 6,58 kWp. Fonte: Buiatti (2013).

Cabe salientar que este microgerador foi o primeiro do Brasil a se enquadrar na Resolução Normativa (RN) nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) segundo o Banco de Informações de Geração (BIG / Aneel, 2015). Para informações técnicas detalhadas da UFV PGM verificar em Buiatti (2013).

5.2.1.2. Usina fotovoltaica (UFV) Arasol

De acordo com Menezes et al. (2016), a micro usina fotovoltaica UFV Arasol, com potência instalada de 21,75 kWp, está localizada na cidade de Palmas - TO e esta entrou em operação no ano de 2014. O sistema é composto por 75 módulos fotovoltaicos (área total de 146,72 m²), de silício cristalino, do fabricante MEMC Silvantis cuja a potência de pico é de 290 Wp / módulo FV. Esses foram agrupados em dois grupos constituídos cada um com três *strings* (fileiras) sendo que o primeiro grupo, é constituído com 13 módulos FV totalizando 3,77 kWp / *string* (total: 11,3 kWp). E o segundo, é constituído com 12 módulos FV totalizando 3,48 kWp / *string* (total: 10,44 kWp). Cada grupo de *string* é conectado a um inversor do fabricante Fronius modelo IG-Plus de potência nominal de 10 kW. A Fig. 5.5 mostra o diagrama unifilar da UFV Arasol e a Fig. 5.6 imagens da instalação física do sistema.

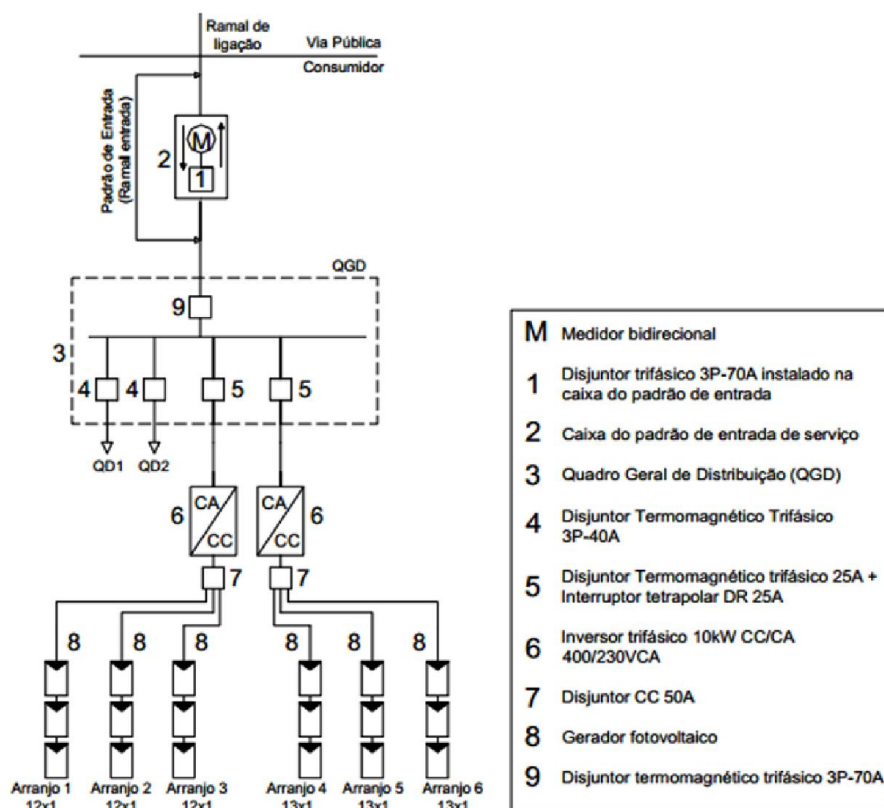


Figura 5.5 – Diagrama unifilar da UFV Arasol, 21,75 kWp. Fonte: Menezes et al. (2016).



Figura 5.6 – UFV Arasol (em Palmas – TO), 21,75 kWp. Fonte: Menezes et al. (2016).

Cabe salientar que no estado do Tocantins, especificamente, tem-se registrado que os primeiros sistemas de geração distribuída foram instalados no início do ano de 2014, sendo que o sistema analisado no presente trabalho, foi o quarto instalado no estado do Tocantins.

5.2.1.3. Usina fotovoltaica (UFV) Mineirão⁷¹

A usina fotovoltaica, a UFV Mineirão, com potência instalada de 1,42 MWp, está localizada na cidade de Belo Horizonte - MG e esta entrou em operação no ano de 2013 (Martifier Solar, 2013). O sistema é composto por 88 segmentos separados em dois tipos, ou seja, segmentos maiores contendo 75 módulos fotovoltaicos (18 kWp / segmento), e segmentos menores contendo 60 módulos fotovoltaicos (14,4 kWp / segmento). Todos os módulos são de silício cristalino, do fabricante MPRIME cuja a potência de pico é de 240 Wp / módulo FV. Cada segmento é conectado a um inversor do fabricante Ingeteam modelo Ingecon Sun Smart 15 TL de potência nominal de 15 kW (Martifier Solar, 2013). A Fig. 5.7 mostra parte do diagrama unifilar da UFV Mineirão e a Fig. 5.8 mostra imagens da instalação física do sistema.

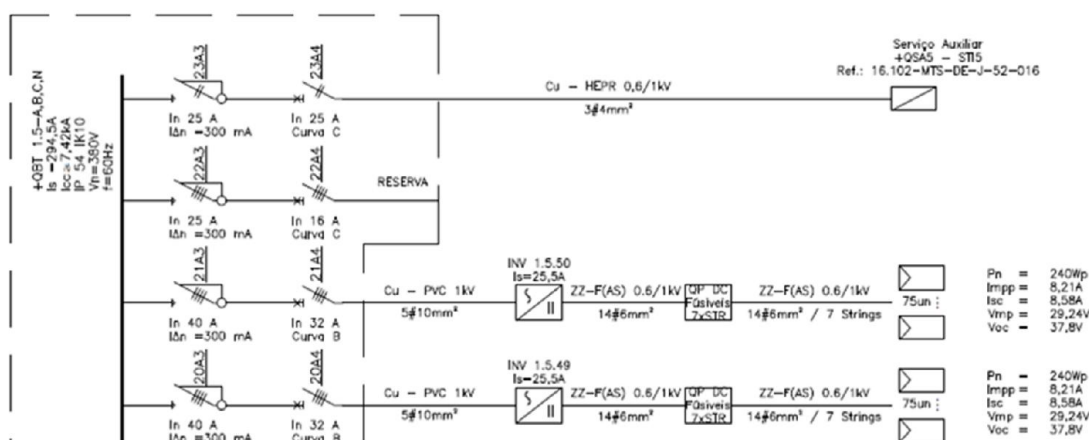


Figura 5.7 – Parte do diagrama unifilar da UFV Mineirão, 1,42 MWp. Fonte: Martifier Solar (2013).

⁷¹ Cabe salientar que a UFV Mineirão será melhor detalhada no Capítulo 7.

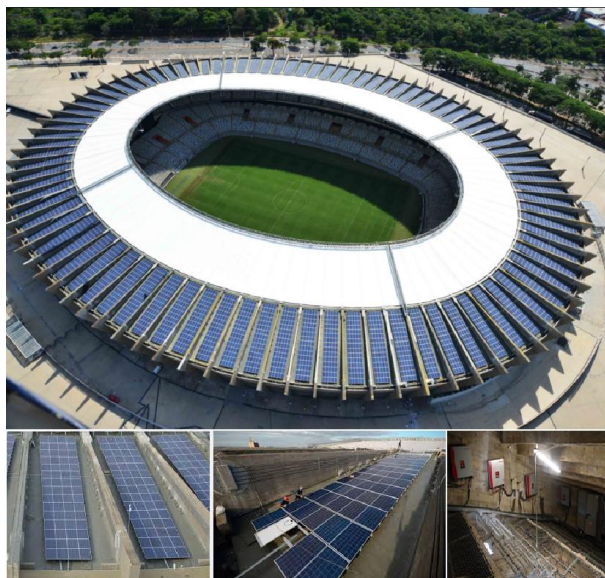


Figura 5.8 – Instalação física da UFV Mineirão (em BH – MG), 1,42 MWp. Fonte: Martifier Solar (2013).

5.3. Resultados com a aplicação do método proposto por Ritcher

Como descrito na seção 5.2, o método foi testado com valores de geração de dois micro geradores, UFV GPM - 6,58 kWp (o qual possui produção média anual de energia de 9.217 kWh/ano e energia específica (*yield*) de 1.400 kWh / kWp e PR = 67%, (Buiatti (2013)) e a UFV Arasol - 21,75 kWp (a qual possui produção média anual de energia de 30.058 kWh/ano e energia específica de 1.410 kWh / kWp e PR=67%, (Menezes et al. (2016)).

A metodologia também foi testada com valores atribuídos à usina fotovoltaica do Mineirão, cuja potência nominal é de 1,42 MWp e sua produção média anual de energia de 1.610 MWh/ano, $Y_f = 1.134$ kWh / kWp e PR = 72% (Martifier Solar, 2013). Foram utilizado dados do INPE / SWERA (Pereira et al. (2006)) de irradiação média diária anual no plano dos módulos FV para as cidades de Uberlândia-MG, ($G_{POA} = 5,74$ kWh/m².dia), Palmas - TO ($G_{POA} = 5,8$ kWh/m².dia) e Belo Horizonte ($G_{POA} = 4,62$ kWh/m².dia) e assim, foi possível obter os valores de incertezas (padrão e expandida atribuídas) para o PR e à produção de energia anual (E) para as usinas fotovoltaicas em questão conforme é apresentado na Tab. 5.2 e Tab. 5.3.

Tabela 5.2 – Incertezas (padrão e expandida) para a E e PR das UFVs GPM e Arasol.

Incertezas	Performance Ratio (PR)	Energia produzida (E)
Padrão (UFV GPM)	1,84%	9,72 %
Expandida (UFV GPM)	3,60%	19,05 %
Padrão (UFV Arasol)	1,85 %	9,72 %
Expandida (UFV Arasol)	3,62 %	19,05 %

Tabela 5.3 – Incerteza (padrão e expandida) para a E e PR na UFV do Mineirão.

Incertezas	Performance Ratio (PR)	Energia produzida (E)
Padrão (UFV Mineirão)	1,58 %	8,07 %
Expandida(UFV Mineirão)	3,11 %	15,81 %

De acordo com a Tab. 5.2, os valores encontrados para as incertezas, padrão e expandidas, foram praticamente iguais para ambos os sistemas. Tal fato se deve à padronização das incertezas estabelecidas para ambos os casos e também à similaridade com os dados utilizados de radiação solar global no plano dos módulos FVs. Apesar dessa semelhança, já esperada, o método estabelecido se mostrou eficaz e sua implementação simples de ser realizada, sendo que os resultados associados ao parâmetro PR estão de acordo com a faixa de valores apresentada por Ritcher et al. (2015) (para incerteza padrão $\pm 2\%$ a $\pm 6\%$) enquanto que os valores para a incerteza padrão para o parâmetro (E), estão acima do que é apresentado pelos mesmos autores, ou seja, $\pm 6\%$ a $\pm 8\%$.

A Tab. 5.3, também apresenta os resultados da aplicação do método para UFV Mineirão e os resultados se mostraram coerentes com os encontrados na literatura (Richter et al. (2015)) demonstrando novamente a eficácia da metodologia.

5.4. Metodologia Probabilidade de Excedência

Como já enfatizado neste capítulo, e nos capítulos anteriores, para se assegurar o investimento em um projeto de um sistema fotovoltaico, o risco econômico associado à variabilidade anual do recurso solar e, conseqüentemente, da produção de energia do sistema deve ser corretamente quantificado. Uma das opções de se quantificar este risco, e bastante solicitada por bancos / investidores / agências de financiamento / governos / leilões de energia⁷², etc, é através do cálculo da probabilidade de excedência. Este método probabilístico representa a quantidade de energia estimada que poderá ser excedida por uma determinada planta. Para a determinação desse valor excedido, são necessários séries históricas de dados de radiação solar e dados meteorológicos que, muitas vezes, são classificados como P50 ou P90.

De acordo com Dobos, Giman e Kasberg (2012), uma probabilidade de excedência é a probabilidade de um determinado valor ser ultrapassado. Por exemplo, um valor de P50 igual a 100 MWh, para a produção anual de um sistema fotovoltaico, significa que existe uma probabilidade de 50% de que a saída do sistema FV será superior a 100 MWh no ano. Da mesma forma, um valor de P90 igual a 20 MWh / ano por exemplo, significa que o sistema é capaz de

⁷² Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Ministério de Minas e Energia (MME). Portaria nº 023/2016. Expansão da Geração – Empreendimentos Fotovoltaicos, Instruções para a Solicitação de Cadastramentos e Habilitação Técnica para participação no LER. Rio de Janeiro, julho, 2013.

gerar acima de 20 MWh de energia em 90% do período. Para a análise de usinas fotovoltaicas, os valores de P50 e P90 relacionados à produção anual de energia elétrica, podem fornecer informações importantes para a análise financeira de um determinado projeto.

Um método para calcular as probabilidades de excedência é proposto por Dobos, Gimán e Kasberg (2012), esse ajusta um conjunto de dados a uma distribuição de probabilidade padrão, sendo necessário calcular os valores de P50 ou P90 diretamente da equação que caracteriza a função de distribuição acumulada ⁷³(em inglês, *Cumulative Distribution Function* - CDF). Cabe salientar que este método funciona bem quando os dados são normalmente distribuídos (distribuição Gaussiana). Neste caso, o valor de P50 é, por definição, o valor médio (μ) dos dados como destaca Ritcher et al. (2015). Já o valor de P90 pode ser calculado a partir da CDF de uma distribuição normal, a qual é definida pela relação matemática apresentada na Eq. 5.6.

$$\Phi\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf}\left(\frac{x-\mu}{\sigma\sqrt{2}}\right) \right] \quad (5.6)$$

Onde: μ é o valor médio; σ é o desvio padrão; erf (função exponencial) e χ é uma variável aleatória.

O valor de P90 ocorre quando $\Phi((x - \mu) / \sigma) = 0,1$. Definindo-se uma variável auxiliar $\gamma = (x - \mu) / \sigma$, a Eq. 5.7 pode ser resolvida numericamente.

$$\Phi(\gamma) = 0.1 \rightarrow \gamma = -1.282 = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (5.7)$$

Reorganizando-se os termos da Eq. 5.7, obtém-se a Eq. 5.8, que é uma expressão para o valor de P90 em função do valor médio (μ) e do desvio padrão (σ) de um conjunto de dados cuja distribuição é normal.

$$x = \mu - 1.282\sigma \quad (5.8)$$

Quando os dados não são distribuídos normalmente, deve-se adaptar o método descrito. Por exemplo, os dados de radiação solar são influenciados por diversos fatores externos ao longo dos anos. Nesse caso, nenhuma distribuição de probabilidade particular pode ser empregada para se ajustar aos dados. Sendo assim, deve ser estabelecida uma CDF empírica dos dados de forma a extrair os valores de P50 e P90. A CDF empírica é determinada a partir da organização dos dados em ordem ascendente, e atribuindo a cada ponto de dados uma fração

⁷³ Descreve como as probabilidades são associadas aos valores ou aos intervalos de valores de uma variável aleatória.

igual à probabilidade total, que é igual a um. A Fig. 5.9 mostra um gráfico dos dados de radiação solar global para a cidade de Toronto, no Canadá, distribuídos conforme o procedimento descrito.

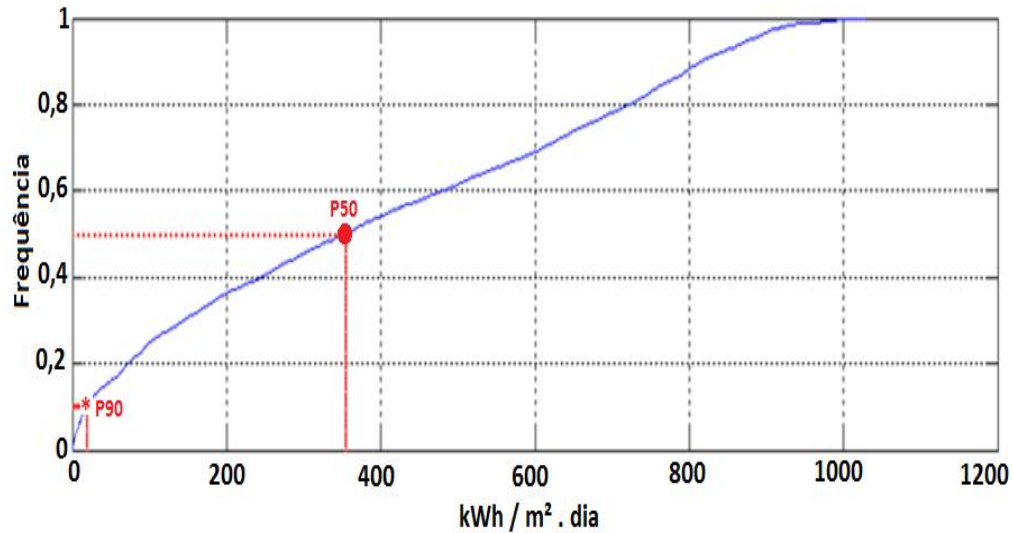


Figura 5.9 - Radiação solar global para a cidade de Toronto distribuídos conforme o procedimento descrito. Fonte: Adaptado Dobos, Giman e Kasberg (2012).

A CDF apresentada na Fig. 5.9 apresenta dois pontos destacados que se tratam dos valores de P90 e P50 representados, respectivamente, por um asterisco vermelho e um círculo vermelho.

5.4.1. Aplicação do método proposto por Dobos

A implementação da metodologia de cálculo para os parâmetros P50 / P90 se deu, primeiramente, no software Matlab[®] R2014a e, posteriormente, em PhP. Foram utilizados dados de geração de usinas fotovoltaicas, ou seja, da UFV PGM, compreendidos entre os meses de outubro de 2012 a maio de 2015, e da UFV Mineirão, compreendidos entre os meses de maio a novembro de 2014. A Tab. 5.4 e Tab. 5.5 apresentam uma amostra dos dados utilizados para a aplicação da metodologia descrita.

Tabela 5.4 – Amostra de dados da UFV Mineirão. Fonte: CEMIG.

Dia	Irradiância no plano do módulo Irr _{Tilt1} [KWh/m ²]	Irradiância no plano do módulo Irr _{Tilt2} [KWh/m ²]	Irradiância no plano do módulo Irr _{Tilt3} [KWh/m ²]	Irradiância no plano do módulo Irr _{Tilt4} [KWh/m ²]	Irradiância Média Diária Irr _{Tilt} [KWh/m ²]	Energia Diária Gerada E _{AC} [KWh]
01/05	3,27	3,22	3,55	3,10	3,28	5.331,00
02/05	2,91	3,02	3,36	2,79	3,02	5.340,00
03/05	3,32	3,17	3,59	3,03	3,28	5.349,00
04/05	2,24	2,82	2,78	2,46	2,58	4.185,00
05/05	3,21	3,06	3,62	3,01	3,23	5.136,00
06/05	1,28	1,23	1,58	1,18	1,32	4.124,00
07/05	2,93	2,49	3,12	2,55	2,77	3.909,00
08/05	2,27	2,57	2,82	2,42	2,52	3.823,00
09/05	2,84	2,53	3,35	2,61	2,83	4.193,00
10/05	3,15	2,80	3,46	2,72	3,03	4.600,00
11/05	3,30	3,32	3,67	3,07	3,34	1.640,00
12/05	2,41	2,83	2,96	2,43	2,66	4.096,00
13/05	3,40	3,35	3,85	3,08	3,42	5.177,00
14/05	1,15	3,23	1,72	3,01	2,28	4.979,00
15/05	3,29	3,22	3,71	2,95	3,29	4.832,00

Tabela 5.5 – Amostra de dados da UFV PGM. Fonte: Alsol Energia Renováveis Ltda.

Produção mensal de energia [kWh]				
	2012	2013	2014	2015
Janeiro	-	641,505	869,6	933,773
Fevereiro	-	750,166	833,443	818,372
Março	-	749,33	786,208	693,757
Abril	-	714,752	728,539	703,81
Mai	-	731,453	806,747	717,038
Junho	-	690,135	738,966	-
Julho	-	769,007	672,833	-
Agosto	-	879,747	885,215	-
Setembro	-	780,151	870,582	-
Outubro	213,362	896,19	928,559	-
Novembro	209,048	845,497	793,473	-
Dezembro	746,97	815,434	781,784	-

Assim que os dados fornecidos são inseridos como parâmetros de entrada no algoritmo desenvolvido, a função “CDF” é executada, individualmente, para cada grandeza apresentada nas Tab. 5.4 e Tab.5.5. Sendo assim, a função calcula os valores associados à média e ao desvio padrão correspondentes aos dados de cada grandeza analisada. Em seguida, os dados são

organizados e dispostos em uma CDF para que, finalmente, os valores referentes às probabilidades de excedência P90 e P50 sejam calculados. A Fig. 5.10 e Fig. 5.11 e a Tab. 5.6 e Tab. 5.7 apresentadas a seguir, mostram as CDFs relacionadas aos dados de geração de energia, Tab. 5.4 e Tab. 5.5, e também os resultados com a aplicação da metodologia respectivamente.

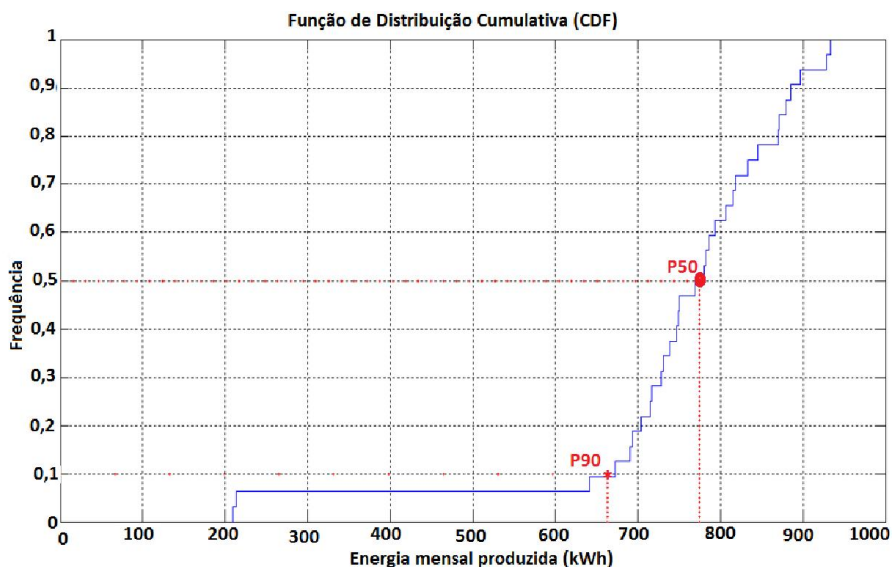


Figura 5.10 – CDF dos dados de energia produzida para a UFV PGM durante o período compreendido entre outubro de 2012 a novembro de 2015.

Tabela 5.6 - Resultados atingidos com a aplicação da metodologia na UFV PGM.

Parâmetros	Média	Desvio Padrão	P90	P50
Energia Mensal Gerada [kWh]	749,85	160,16	663,43	774,57

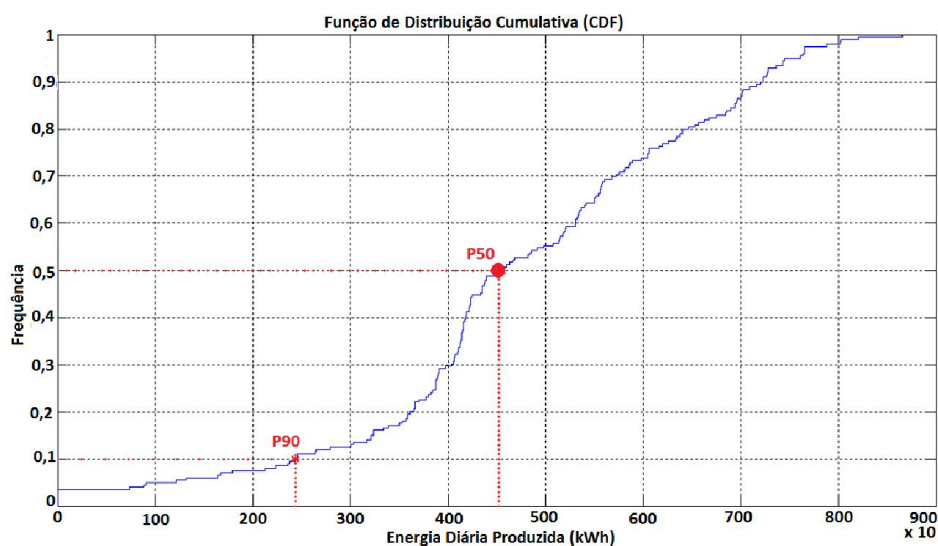


Figura 5.11 – CDF dos dados de energia produzida para a UFV Mineirão durante o período compreendido entre maio de 2014 a novembro de 2014.

Tabela 5.7 - Resultados atingidos com a aplicação da metodologia na UFV Mineirão.

Parâmetros	Média	Desvio Padrão	P90	P50
Energia Diária Gerada E_{AC} [MWh]	4,74	1,86	2,43	4,52

De acordo com a Fig. 5.10 e Tab. 5.6, é possível notar que a UFV PGM é capaz de fornecer, em média mensal, cerca de 750 kWh de energia, sendo o desvio padrão igual a 160 kWh. O valor de P50 obtido, 775 kWh, é bem próximo ao valor médio esperado, até porque a curva de CDF apresentada na Fig. 5.10 contém aspectos que se assemelham a uma distribuição normal de probabilidade.

Além disso, pode-se observar que, apesar da usina possuir uma potência instalada de apenas 6,58 KWp, em mais de 90% dos meses em que ela esteve em operação, o nível de produção energética ultrapassou o valor de 663 kWh. Tal resultado evidencia a eficácia do sistema, ajudando a reduzir os custos da energia paga pela empresa.

Analisando a Fig. 5.11 e Tab. 5.7, em relação aos parâmetros P50 e P90 (relacionados à produção energética), pode-se constatar a boa produtividade da UFV do Mineirão. Em 90% dos dias considerados, a usina produzirá uma energia superior a 2,43 MWh. O valor encontrado para o parâmetro P50 significa que, em mais da metade dos dias de operação da usina produzirá uma energia de 4,52 MWh. Apenas como curiosidade, considerando-se residências cujo consumo médio diário é de 5 kWh, a energia produzida em apenas um dia na UFV do Mineirão é suficiente para abastecer 30 dessas edificações durante um mês inteiro.

5.5. Considerações Finais Capítulo 5

Neste capítulo, foram apresentados diversos modelos matemáticos encontrados na literatura que realizam a quantificação da propagação / combinação de incertezas e também o cálculo da probabilidade de excedência (P50 / P90) dentro do processo de estimativa de energia gerada por uma planta solar fotovoltaica.

Estes métodos são importantes de forma a entender qual a confiança que deve ser depositada nas estimativas da energia gerada por uma usina FV e, também, para identificar como melhorar a precisão dos modelos e reduzir as incertezas e os riscos no investimento de um projeto FV.

Para o trabalho desta Tese, foram escolhidos os métodos de propagação / combinação de incertezas, proposto por Ritcher et al. (2015), e o modelo de probabilidade de excedência,

proposto por Dobos, Gimán e Kasberg (2012), sendo que esses foram selecionados por se tratarem de metodologias simples e eficazes.

Estes modelos foram aplicados em micro UFVs e uma central UFV, localizadas em cidades diferentes, e os resultados obtidos se mostraram coerentes com os encontrados na literatura (Richter (2015), Dobos, Gimán e Kasberg (2012)) demonstrando a eficácia dessas duas metodologias. Portanto, os métodos foram implementados no software SunoUFMG o qual será apresentado, em conjunto com outros softwares de simulação, no próximo capítulo, ou seja, no Capítulo 6.

Capítulo 6 - Análise de Software para Projeto e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Atualmente, existem no mercado uma gama de ferramentas computacionais, comerciais (ex: PVSyst, PV*SOL Expert, Polysun, PV F-Chart, etc) e disponíveis publicamente (ex: SAM, Homer, PVWatts, etc), que fornecem auxílio aos projetistas de sistemas fotovoltaicos no desenvolvimento de seus projetos.

Esses softwares utilizam diferentes modelos matemáticos, interpretações gráficas (2D / 3D), banco de dados de fabricantes de equipamentos (módulos FVs, inversores, etc) e de dados solarimétricos / meteorológicos e consideram, em suas simulações, distintas perdas e/ou incertezas em seus cálculos. Assim, os resultados podem variar de software para software, dependendo das configurações e *default* disponibilizadas pela ferramenta computacional. Cabe salientar que, para este trabalho, foram utilizados os seguintes softwares: PVSyst (2014), PV*SOL Expert (2014), PVWatts (2015), SAM (2015), HOMER (2015) e Polysun (2014).

A fim de se verificar as potencialidades destes softwares, bem como suas diferenças e limitações, e também os resultados gerados por suas simulações e o quanto estes se aproximam de valores reais produzidos por um sistema fotovoltaico em operação, de forma a compará-los entre si, é a proposta do estudo realizado neste capítulo. Finalmente, também será apresentada a ferramenta computacional, desenvolvida nesta Tese, denominado de SunoUFMG.

6.1. Breve descrição dos softwares analisados

A descrição realizada dos softwares utilizados neste trabalho será sucinta e objetiva sendo que mais detalhes, de cada ferramenta computacional, poderão ser encontrados nos manuais / tutoriais dos mesmos.

6.1.1. Software PVSyst 6.30 - Descrição Geral

O PVSyst 6.30 é uma ferramenta computacional desenvolvida para o estudo, dimensionamento e simulação completa de sistemas fotovoltaicos. Foi criado pela Universidade de Genebra, na Suíça, e por ser um software específico para área fotovoltaica, esse proporciona ao projetista uma modelagem bastante abrangente (incluindo diversas tecnologias de módulos e inversores FVs, perdas, ferramenta 3D, modelos de sombreamento, análise econômica / financeira, etc) e flexível (é bastante intuitivo e podem ser inseridos dados de outras fontes) sendo capaz de realizar projetos de sistemas fotovoltaicos isolados, conectados à rede elétrica e de bombeamento de água.

Na atualidade, o PVsyst é um dos softwares mais utilizados no mercado mundial seja em aplicações de pequeno porte (ex: sistemas FV domiciliares) a projetos de grandes usinas que possuem enorme complexibilidade. A Fig. 6.1 apresenta telas da ferramenta computacional.

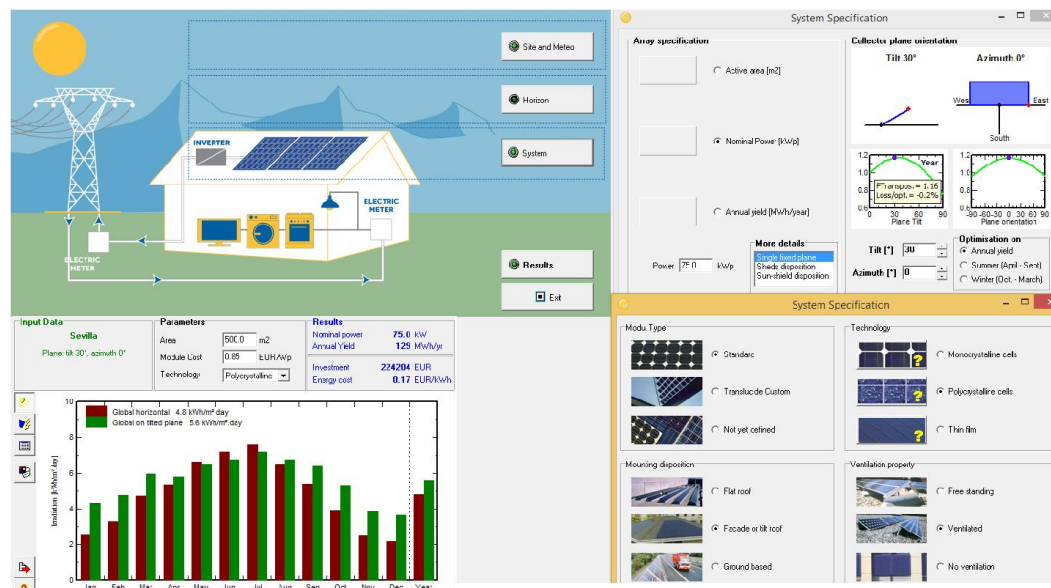


Figura 6.1 – Exemplos de telas do software PVsyst.

6.1.2. PVWatts Calculator - NREL

O PVWatts é uma ferramenta Web disponível publicamente *online* que permite estimar a produção de energia gerada por sistemas fotovoltaicos e também realizar análise econômica / financeira. O software foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (National Renewable Energy Laboratory – NREL, do inglês). A sua utilização é simples e intuitiva e, infelizmente, apenas alguns poucos parâmetros do sistema podem ser configurados/ alterados dando ao projetista pouca abertura para a realização de simulações mais específicas (ex: bancos de dados meteorológicos, de módulos e de inversores FVs não podem ser alterados, se comparado aos demais softwares disponíveis). São gerados resultados mensais da energia produzida para uma dada localidade com as orientações e perdas fornecidas pelo usuário. A Fig. 6.2 mostra tela da ferramenta computacional.

PVWatts® Calculator NREL
NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY

My Location: **los angeles** [Change Location](#) HELP FEEDBACK ALL NREL SOLAR TOOLS

RESOURCE DATA SYSTEM INFO RESULTS

SYSTEM INFO

Modify the inputs below to run the simulation.

DC System Size (kW):

Module Type:

Array Type:

System Losses (%):

Tilt (deg):

Azimuth (deg):

[+ Advanced Parameters](#)

INITIAL ECONOMICS

Modify the inputs below to provide an initial rough estimate of the cost of energy produced by the system. The system will produce the cost of energy produced by the system using this amount. Note that complex utility rates and third-party financing can significantly change these values

System Type:

Average Cost of Electricity Purchased from Utility (\$/kWh):

Draw Your System
Click below to customize your system on a map. (optional)

[Go to resource data](#) [Go to PVWatts@ results](#)

Figura 6.2 - Tela da ferramenta computacional.

6.1.3. System Advisor Model (SAM) - NREL

O System Advisor Model – SAM, em inglês, é um software de domínio público, bastante popular, onde podem ser realizadas simulações para a estimativa energética / financeira, incluindo custos de instalação, manutenção e operação, e de desempenho energético para diversas fontes renováveis de energia (fotovoltaica, aquecedores e concentradores solares, eólica, geotérmica e biomassa). Esse também foi desenvolvido pelo NREL, de fácil manipulação, porém, e ao contrário do PVWatts Calculator, permite incluir novos dados meteorológicos e também novos modelos de fabricantes de módulos e inversores FVs. Além disso, esse software permite realizar análises de sombreamento sobre módulos FVs, utilizando ferramenta 3D, e editar as perdas do sistema. A Fig. 6.3 mostra tela da ferramenta computacional SAM/NREL.

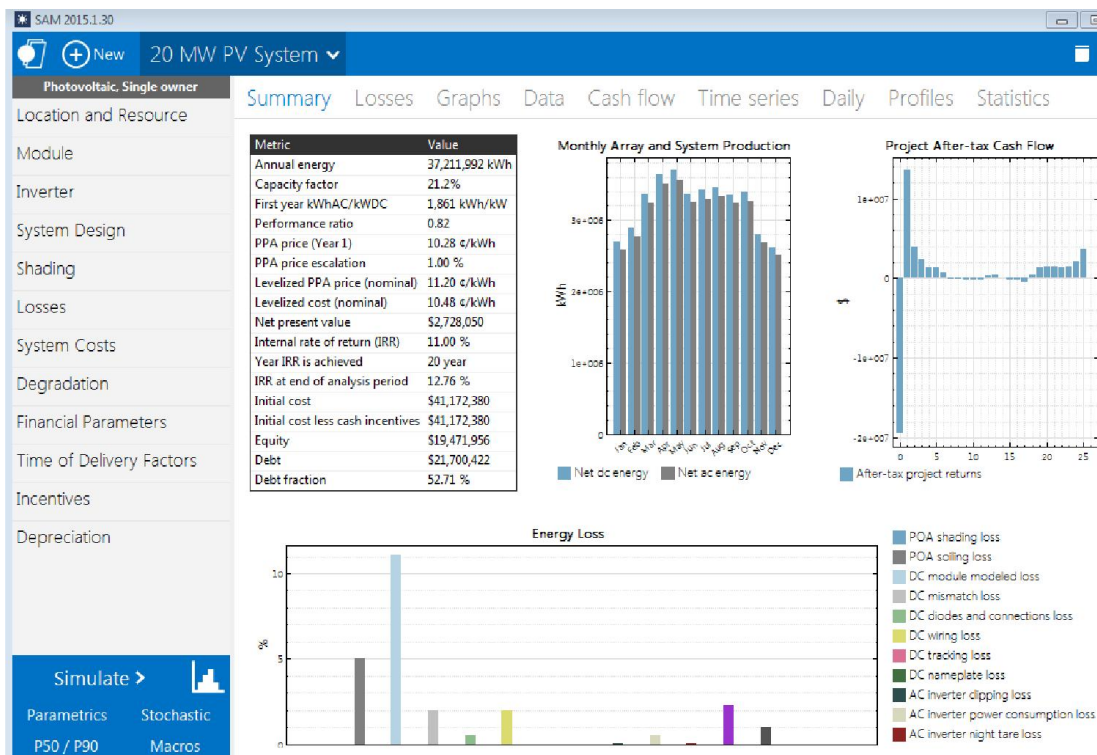


Figura 6.3 - Tela da ferramenta computacional SAM / NREL.

6.1.4. PV*SOL Expert 6.0

O PV*SOL Expert 6.0 foi desenvolvido pela empresa Valentin software, é uma ferramenta computacional comercial que auxilia projetos de sistemas fotovoltaicos, realizando simulações dinâmicas e cálculo de rendimento. O software permite simular sistemas isolados e conectados à rede elétrica e possui ferramenta 3D para cálculo de sombreamento. Como o PVsyst, o PV*Sol possui um banco de dados de inversores e módulos fotovoltaicos, atualizado, e também considera perdas tais como: cabeamento CC/CA, temperatura de célula FV, sombreamentos, *mismatching*, etc além da viabilidade econômica, gerando resultados que são externalizados através de relatórios detalhados, conforme apresenta a Fig. 6.4 – Telas do software PV*Sol.



Figura 6.4 – Telas do software PV*Sol.

6.1.5. HOMER Energy Modeling Software

O HOMER teve sua origem no NREL, porém, na atualidade é um software comercial que realiza análise de sensibilidade e a otimização de micro centrais de energia, considerando suas várias configurações disponíveis. É possível dimensionar sistemas híbridos com várias tecnologias renováveis (fotovoltaica, eólica, hidráulica, biomassa) e também com geradores a diesel para atender a diferentes demandas (de carga elétrica ou térmica) sejam eles conectados ou não à rede elétrica.

O software possibilita uma modelagem bastante simplificada dos sistemas, pois não foi desenvolvido para a análise de uma tecnologia alternativa específica. No caso de sistemas fotovoltaicos, permite ao usuário inserir dados meteorológicos, de orientação, potência nominal dos módulos e inversores, fator de perdas e avaliação econômica. Os resultados das simulações são exibidos em tabelas, gráficos e em um relatório.

Apesar de oferecer várias possibilidades de configurações de sistemas, a interface do HOMER é bastante intuitiva e simples facilitando seu manuseio ao projetista. A Fig. 6.5 apresenta tela do software Homer.

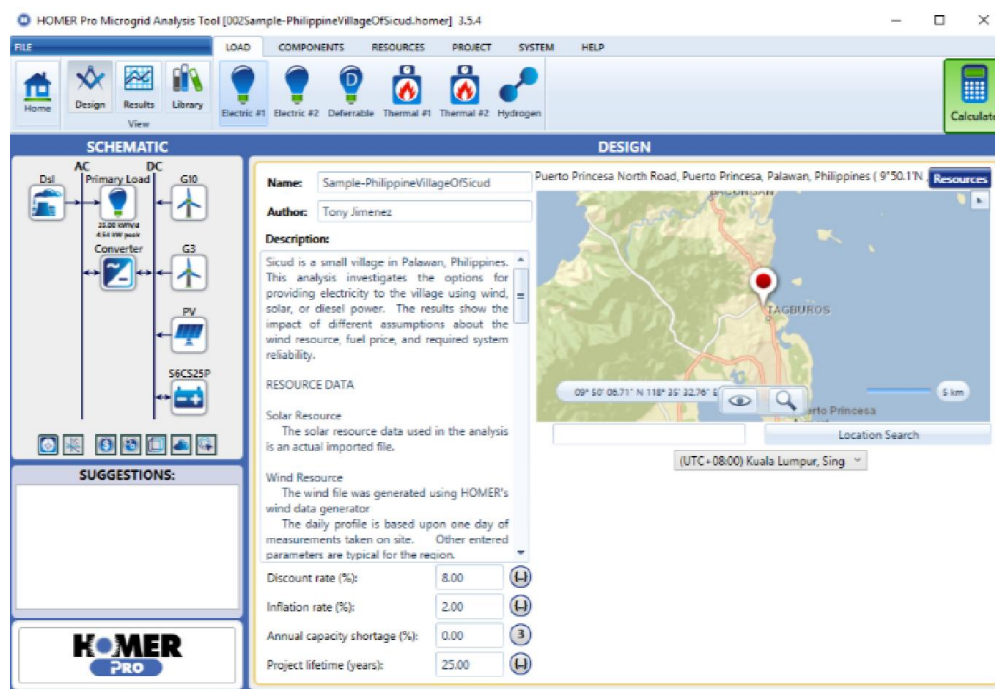


Figura 6.5 – Tela do software Homer.

6.1.6. Polysun 6.2.8

Polysun é um software de simulação comercial de sistemas solares térmicos, fotovoltaicos e geotérmicos. Esse foi desenvolvido pelo SPF Institut für Solartechnik e é comercializado pela empresa suíça Vela Solaris

Através desta ferramenta computacional, é possível fazer uma análise completa de sistemas deste tipo, obtendo dados de rendimento, rentabilidade, mitigação de gases efeito estufa e detalhamento das perdas.

O programa fornece uma enorme gama de sistemas pré-elaborados, que facilitam o trabalho do projetista, que deve apenas preencher as especificações dos componentes. Os sistemas podem ser modelados detalhadamente e os resultados são exibidos em relatórios bastante completos. A Fig. 6.6 apresenta tela do software Polysun.



Figura 6.6 – Tela do software Polysun.

Após a descrição de cada ferramenta computacional utilizada neste trabalho, a Tab.6.1 resume as funções disponibilizadas as características e diferenças, de forma objetiva e sucinta, encontradas para cada um dos softwares descritos.

Tabela 6.1 – Características e comparação dos softwares.

	PVsyst	PVWatts	SAM	PV*SOL Expert	HOMER	Polysun
Banco de Dados Meteorológicos	Meteonorm 7.0. Permite importar de outras fontes.	TMY. Não permite alterar dados climáticos.	TMY. Permite inserir bancos de dados climáticos.	Meteonorm 7.0. Permite inserir bancos de dados climáticos.	Não possui banco de dados interno. Permite importar dados.	Possui banco de dados interno. Permite importar dados.
Edição Entradas	meteo, albedo, orientação e inclinação, modelo módulos e inversor, perdas detalhadas, net metering, sombreamento, avaliação econômica	perdas envolvidas, inclinação do módulo e potência do sistema podem ser alteradas.	dados meteorológicos, perdas envolvidas, módulos, inversores e arranjos fotovoltaicos, inclinação de módulos dentre outros dados.	Criação novos componentes e localizações. Editar entradas relacionadas ao arranjo fotovoltaico, como inclinação e orientação, além do número de módulos e inversores.	Potência nominal dos módulos e inversores, fator de perdas, orientação, dados meteorológicos e avaliação econômica.	Dados meteo, sombreamento, orientação, número e modelo dos módulos, modelo do inversor, perdas envolvidas, especificações da rede externa e usos internos.
Importação Dados	Meteonorm, Satellight, SolarAnywher e, PVGIS, Helioclim, EPW, TMY, DRY, WRDC, SolarGIS, 3Tiers.	Não.	Dados CSV, TMY2, TMY3, EPW ou SMW. Importar dados do Excel, utilizar a plataforma TRNSYS e linguagem SamUL. Aceita apenas dados horários	Dados meteorológicos nos formatos XLM, WBV ou DAT. Aceita dados horários ou dados mensais, através do Meteosyn.	bancos de dados da NASA ou CSR. Permite também dados horários ou mensais nos formatos *.tm2, *.sol ou *.txt.	É possível inserir dados mensais manualmente e dados horários no formato CSV.

	formato ASCII.					
Geração de dados horários sintéticos	modelo Gaussiano autorregressivo	Não.	Não.	Modelo Meteosyn	algoritmo de VA Graham para.	Sim. Utiliza um algoritmo desconhecido.
Banco de Dados de Inversores	Sim.	Não.	Sim.	Sim.	Não.	Sim.
Banco de Dados de Módulos	Sim.	Não.	Sim.	Sim.	Não.	Sim.
Modelo para Inversores FVs	European Efficiency ou CEC	PVFORM (Sandia)	Sandia e Carga Parcial	Função da curva de eficiência	Fator de perdas dependente da eficiência.	Desconhecido.
Modelo para Módulos FVs	Um diodo de Shockley ou Modelo de Sandia	PVFORM (Sandia)	Cinco parâmetros (CEC) e Sandia.	Polinomial	Modelo de King (Duffie & Beckman)	Modelo de H.G. Beyer.
Modelo de Radiação Solar	Hay ou Perez	Perez	Isotrópico, HDKR e Perez	Reindl, Hay e Davis	HDKR	Perez
Perdas Consideradas	Térmicas, de incidência, ôhmicas, poeira, albedo, sombreamento, módulos, inversores, transformadores.	Inversor, transformador, diodos, conexões, sombreamento, poeira, perda de eficiência do módulo.	Albedo, sombreamento, poeira, conexões, diodos, módulos, inversores, transformadores, temperatura e eficiência do módulo.	Desvio do espectro padrão, perdas nos diodos, poluição, albedo, vento, cabeamento de corrente contínua para o inversor, tolerâncias do fabricante.	Definição de um fator percentual único para todas as perdas. Há a opção de entrar com dados um pouco mais detalhados para perdas térmicas.	Ventilação, sujeira, degradação, cabeamento, mismatching, perdas térmicas e de eficiência do inversor.
Ferramenta 3D	Sim	Não.	Em teste. Permite importar modelos de sombreamento	Sim.	Não.	Sim. permite importar modelos de horizonte.

6.2. Comparações entre dados simulados e dados operacionais (reais)

Como descrito anteriormente, a fim de se verificar o quanto os resultados gerados pelas simulações dos softwares descritos na seção 6.1 se aproximam dos valores de um sistema fotovoltaico em operação, foi utilizado um micro SFCR, relatado por Macêdo et al. (2014), instalado no Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA), sendo que esse sistema foi modelado e simulado, em cada um dos softwares, e assim, os dados operacionais do sistema (coletados para um período de 8 meses – fevereiro a setembro de 2014) e os resultados gerados nas simulações puderam ser

comparados. A Fig. 6.7 mostra o diagrama unifilar do sistema FV / GEDAE - UFPA e a Tab. 6.2, Tab. 6.3 e Tab. 6.4, apresentam as características técnicas do sistema.

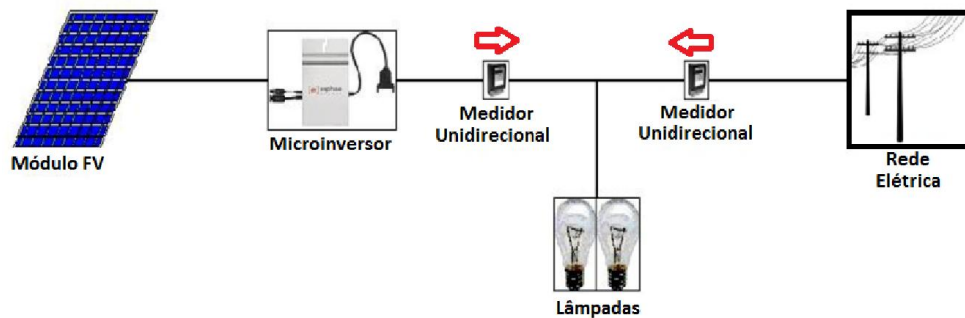


Figura 6.7 – Diagrama unifilar do micro sistema FV instalado no GEDAE / UFPA.

Tabela 6.2 – Sistema Microinversor.

Potência Instalada	245 Wp
Módulos FVs	1
Inclinação	13°
Orientação	19° NW
Inversor(es)	1

Fonte: Macêdo et al. (2014).

Tabela 6.3 – Microinversor Enphase Energy M215.

Vcc operação	16 – 48 V
Icc MAX	10 A
Vcc MPP	27V-39V
Vca nom.	240V
Ica nom.	0,9 A
Pnom.	215W

Fonte: Macêdo et al. (2014).

Tabela 6.4 – Módulo FV Aleo S19G245.

Tecnologia	m-Si
Potência	245 Wp
I_{mp}	8,1 A
V_{mp}	30,2 V
I_{sc}	8,66 A
V_{oc}	37,7 V
Eficiência (η)	14,90%

Fonte: Macêdo et al. (2014).

6.2.1. Coleta, organização dos dados e cálculos energéticos

O sistema de monitoração (sensores, calibração, datalogger, etc) e os primeiros resultados energéticos do micro gerador FV apresentado na Fig. 6.7, e instalado no GEDAE/UFPA, são descritos por Macêdo et al. (2014) e, para este trabalho (de forma a realizar uma análise e

comparação preliminar), foram disponibilizados dados operacionais para a potência CA, coletados de 5 em 5 minutos, no período de oito meses.

Após a coleta, os dados foram tratados para a realização do cálculo mensal da energia gerada (a partir das médias horárias), em kWh. O método utilizado para a estimativa de produção mensal de energia é apresentado na Eq. 6.1.

$$E_{mensal} = \left(\frac{S_m \times N_d}{N_a} \right) / 1000 \quad (6.1)$$

Onde: E_{mensal} representa a energia mensal gerada, em kWh, N_d , é o número de dias no mês, N_a é o número de dias de amostragem e S_m corresponde à integração mensal, dada pela Eq. 6.2.

$$S_m = \sum \frac{\sum P_5}{12} \quad (6.2)$$

Através da Eq. 6.2, foi realizada a integração da variável P_5 , que representa as potências CA coletadas de 5 em 5 minutos, para cada hora e, dividindo pelo número de medições / hora (ou seja, 12 medições/h) foi obtido as médias horárias. Por fim, foi realizada a somatória de todas as médias horárias para obtenção da produção mensal de energia.

Após a coleta e a organização dos dados fornecidos, foram realizadas análises estatísticas utilizando duas figuras de mérito estatísticos bastante aplicadas e citadas na literatura e já descritas e utilizadas nos capítulos anteriores, ou seja, o erro médio absoluto (MBE) e a raiz do erro médio quadrático (RMSE).

6.2.2. Configuração e padronização de parâmetros nos softwares

Como descrito na seção 6.1, cada software permite ao projetista editar diferentes parâmetros de forma distinta, principalmente em relação às perdas envolvidas. Isso dificulta a padronização para a realização de simulações. Para cada uma das entradas, os softwares utilizam valores padrão (*default*), ou sugerem valores em seus guias e manuais. Desta maneira, a opção foi utilizar os valores sugeridos por cada ferramenta computacional para que as simulações pudessem, de fato, serem realizadas. A Tab.6.5 resume os valores adotados para cada um dos softwares.

Tabela 6.5 – Valores adotados nas simulações para cada um dos softwares.

	PVsyst	PVWATTS	SAM	HOMER	PV*SOL	Polysun
Albedo	0,2	-	0,2	0,2	0,2	0,2
Fator de perdas	-	13,5%	-	20%	-	-
Perdas Ôhmicas	1,5%	1%	1%	-	-	4%
LID	2%	-	-	-	-	-
Mismatch	1%	0,5%	0,5%	-	2%	4%
Poeira	3%	3%	3%	-	3%	2%
Degradação	0,7%	-	-	-	-	0,5%
Manutenção	2%	-	-	-	-	-
Temperatura	7,4%	-	-	-	-	-
Diodos e Conexões	-	0,5%	0,5%	-	0,5%	-

Outras informações necessárias, e que devem ser padronizadas, para a realização das simulações são os dados meteorológicos / solarimétricos e as especificações do módulo e microinversor FV. Portanto, foi adotado um mesmo banco de dados solarimétrico para todos os softwares (INPE / SWERA) que permitiram alterar os dados padrão. Para a adequação, foram utilizadas ferramentas de conversão do formato do arquivo e de geração de dados mensais.

Além disso, informações de temperatura ambiente solicitadas pelos softwares, e não disponíveis no banco de dados citado, foram obtidas através de dados disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). As especificações do módulo e do micro inversor FV foram obtidas nos catálogos dos fabricantes.

Cabe salientar que, para o PVWatts, foi necessário adaptar o sistema da Fig. 6.7, pois o software não permite simular sistemas FVs com potência instalada inferior a 500 Wp. Segundo orientações do NREL, encontradas em seu manual (PVWatts, 2015), o sistema de 245Wp foi simulado como tendo potência de 2,45 kWp e a energia gerada resultante foi dividida por 10. Ainda para o sistema simulado no PVWatts, e em contato com o fabricante Enhphase Energy, a empresa sugeriu que fosse somado o valor de 1,3% ao fator total de perdas do software.

Finalmente, alguns softwares disponibilizam mais de um modelo matemático para a estimativa da irradiação, em plano inclinado, para ser utilizado no cálculo da energia gerada, ou seja, e como exemplo, O PVsyst permite escolher os métodos proposto por Perez et al. (1987, 1990) ou de Hay (1978), o SAM disponibiliza os modelos de Perez (1987, 1990), HDKR - Hay (1978), Reindl (1988) e Klutcher 1978) e isotrópico, Liu e Jordan (1960)]. O PV*SOL possui opções para a escolha de modelos de temperatura.

6.2.3. Resultados

A Fig. 6.8 mostra a energia gerada acumulada, para os oito meses de coleta de dados operacionais, e após a modelagem e simulação, para cada um dos softwares e sistema FV. A Tab.6.6 apresenta os resultados das figuras de mérito estatísticos após sua aplicação para o período em questão.

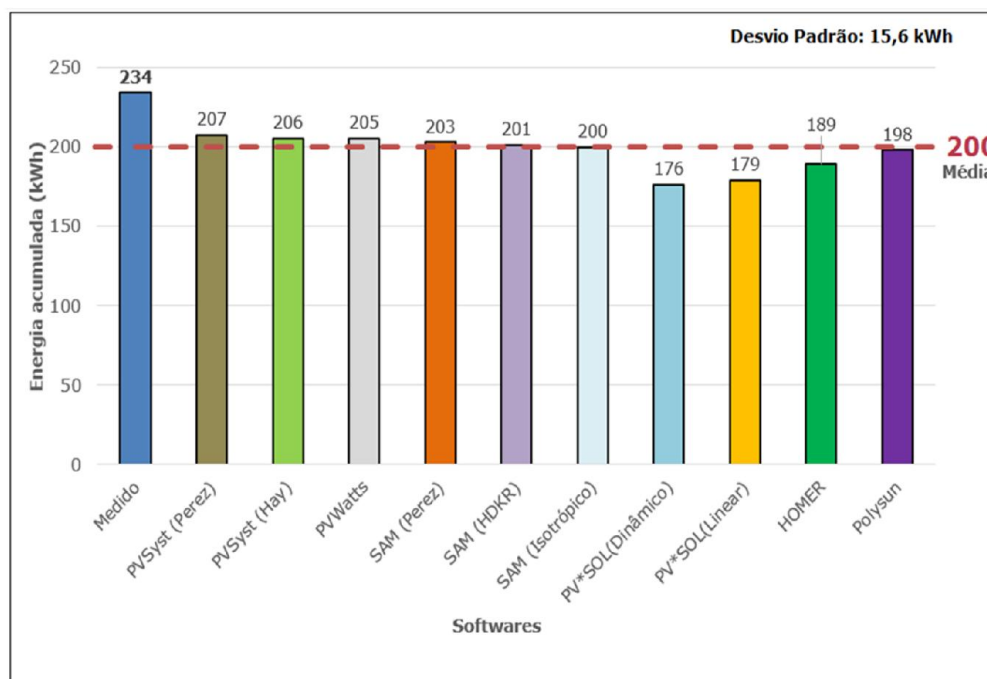


Figura 6.8 – Resultados das simulações nos softwares e dados medidos no sistema FV para os meses de fevereiro a setembro de 2014.

Tabela 6.6 – Resultados das figuras de mérito estatísticos para a energia gerada nos 8 meses.

Medido	RMSE (%)	MBE (%)
PVSyst (Perez)	4,30%	-1,62%
PVSyst (Hay)	4,62%	-1,75%
PVWatts	4,65%	-1,76%
SAM (Perez)	5,04%	-1,91%
SAM (HDKR)	5,34%	-2,02%
SAM (Isotrópico)	5,51%	-2,08%
Polysun	5,83%	-2,20%
HOMER	7,28%	-2,75%
PV*SOL(Linear)	8,89%	-3,36%
PV*SOL(Dinâmico)	9,35%	-3,53%

Como é possível observar na Fig. 6.8 e Tab. 6.6, e como já era esperado, há uma variação entre os resultados gerados pelas simulações e os resultados oriundos pelo sistema FV, sendo que os softwares Pvsyst (barras marrom e verde clara) e PVwatts (barra cinza) apresentaram

resultados mais próximos dos dados operacionais / medidos (barras azul escura) sendo que o desvio padrão geral médio apresentado foi de 15,6 kWh.

Em relação à figura de mérito RMSE, novamente, os softwares PVsyst e PVWatts apresentaram melhores resultados com valores menores que 4,7% ao contrário da ferramenta computacional PV*Sol que apresentou valores da ordem de 10%, para este parâmetro, e os demais softwares valores na faixa 5% a 7%. Já para o erro sistemático / absoluto (MBE) todos os resultados das simulações dos softwares foram subestimados em relação aos valores medidos / operacionais sendo que o PVsyst apresentou o melhor resultado.

6.3. Software SunoUFMG

O SunoUFMG, versão 1, é uma ferramenta computacional que foi desenvolvido nesta Tese⁷⁴ com o objetivo de se realizar a estimativa da produção de energia para usinas fotovoltaicas conectadas à rede elétrica e assim, contribuir em análises de pré-viabilidade / investimento de um empreendimento solar.

O SunoUFMG foi originalmente implementado no software Matlab R2014a e posteriormente transferido para uma plataforma WEB, com base em linguagens como o HTML, PHP, JAVA e CSS, de forma que seja um software que possa ser operado e utilizado via internet⁷⁵. A seguir são apresentadas as principais características técnicas do software e seu procedimento de utilização (tomando como exemplo a realização de uma simulação). Cabe salientar que o software ainda está em fase de teste, portanto, sujeito à falhas e correções, dessa forma, seu desenvolvimento e aprimoramento, é constante.

6.3.1. Informações sobre o software

- **Linguagens:** Matlab, plataforma WEB, com base em linguagens como: o HTML, PHP, JAVA e CSS;

- **Versão do PHP:** 5.5.9;

- **Versão Matlab:** R2014a;

- **Linhas de Programação:** 25.874 ;

- **Banco de Dados:** MySQL 5 **WebServer:** Apache 2;

- **Ambiente de Desenvolvimento:** Linux Mint 17 Cinnamon;

⁷⁴ E utilizado no projeto de P&D CEMIG/ANEEL D713 – Chamada Estratégica nº 013 / 2011.

⁷⁵ Devido a esta transição, algumas funções e capacidade de processamento ficaram limitadas, porém, o software cumpre com seu objetivo.

- **Modelos módulos FVs implementados:** Lorenzo et al. (1994), Mermoud e Lejeune (2010) e Desoto, Klein e Beckmann (2006) para as tecnologias silício cristalino (Si-C), Telureto de Cádmio (CdTe), filme fino (CIS);
- **Modelo Inversor FV implementado:** Jantsch et al. (1992);
- **Modelos estimativa da radiação solar / Decomposição / Transposição / Série sintética implementados:** Liu e Jordan (1960), Perez et al. (1987, 1990) e Aguiar et al. (1988);
- **Modelos Figuras de mérito implementados:** Final Yield (kWh / kWp) / Rendimento Global (PR), Zilles et al. (2012);
- **Valores de Incertezas:** Thevenard e Pelland (2013);
- **Método de Propagação / Combinação de Incertezas implementado:** Ritcher et al. (2015);
- **Modelo para a Estimativa de Energia em P50/ P90:** Dobos, Gilman, Kasberg (2012);
- **Banco de Dados solarimétrico:** INPE (Pereira et al. (2006));
- **Banco de Dados para módulos e inversores FVs e outros componentes:** em desenvolvimento;

6.3.2. Desenvolvimento, Descrição / Operação

A implementação desse trabalho se resumiu em duas partes igualmente importantes, ou seja, a interface e a metodologia. A primeira visa descrever como funciona a interface do software e como utilizá-la. A segunda parte contempla como o software opera em camadas inferiores e quais os modelos matemáticos que são mais eficientes, em termos de agilidade de processamento, nos cálculos, principalmente, na linguagem PHP. A seguir segue a descrição da interface e metodologia.

6.3.3. Interface / Metodologia

O software possui uma interface gráfica “amigável”, desenvolvida em HTML em conjunto com folhas de estilo CSS⁷⁶, de modo a facilitar o uso da ferramenta computacional ao usuário, sem que haja uma grande necessidade de conhecimentos técnicos da área de tecnologia da informação (TI) e necessidade de treinamento para uso da aplicação, visando sempre uma interface mais intuitiva e concisa.

A aplicação foi dividida em camadas, de forma a evitar o preenchimento de grandes formulários e facilitar a compreensão. Essas camadas foram nomeadas da seguinte maneira e

⁷⁶ *Cascading Style Sheets* – CSS: é um padrão de formatação (*Web Standards*) para páginas que permite ir além das limitações impostas pelo HTML. Garante uma formatação homogênea e uniforme em todas as páginas de um site.

ordem: Projeto, Localização, Características Básicas, Especificação Elétrica, Simulação e Resultados. A Fig. 6.9 apresenta a tela inicial do software SunoUFMG versão 1.



Figura 6.9 – Tela inicial do software SunoUFMG versão 1.

De acordo com a Fig. 6.9, essa camada foi criada com o intuito de permitir que o usuário salve seu projeto e tenha a possibilidade de continuar de onde parou posteriormente. Ela fornece duas opções: a criação de um novo projeto e a abertura de um projeto já existente. Ao se criar um novo projeto, é necessário preencher os campos, o *e-mail* e a “senha” para que, posteriormente, sejam usados para ter acesso ao projeto criado. O usuário também tem a opção de importar informações de um projeto já existente, porém, esta opção ainda está em desenvolvimento.

Após a criação do projeto é necessário escolher a localidade onde ele será realizado. A localização pode ser determinada clicando no mapa da API⁷⁷ do Google Maps®, ou informando manualmente as coordenadas geográficas e confirmando a localização. A informação fica salva no banco de dados para alterações posteriores. A Fig. 6.10, mostra exemplo de tela para a escolha de uma localidade do projeto e, uma vez confirmada a localização, a aplicação é centralizada no local onde será realizado o projeto (coordenadas geográficas) como ilustra a Fig. 6.11.

⁷⁷ API é um conjunto de rotinas e padrões de programação para acesso a um aplicativo de software ou plataforma baseado na *Web*. A sigla API refere-se ao termo em inglês *Application Programming Interface* que significa em tradução para o português "Interface de Programação de Aplicativos".

Localização Do Projeto



Figura 6.10 – Tela mapa da API do Google Maps®.

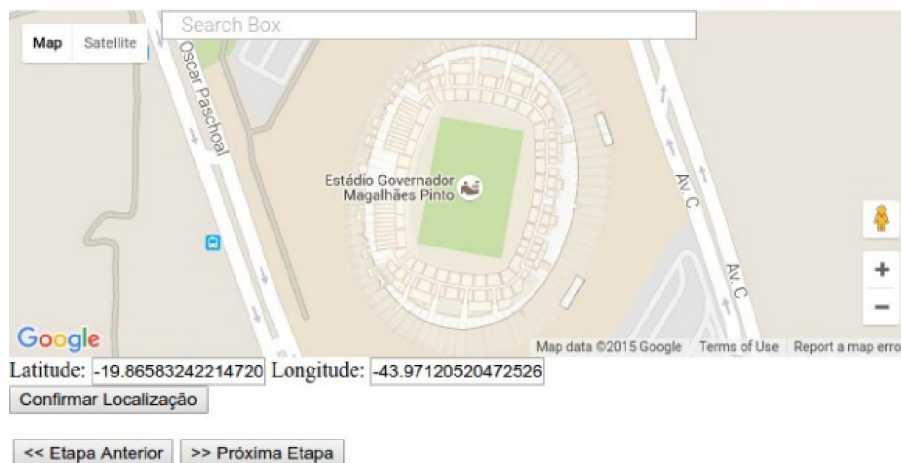


Figura 6.11 – Tela do local selecionado (exemplo) para a realização do projeto.

Após a determinação da localidade onde será instalada a usina fotovoltaica é necessário que o usuário informe ao software a orientação (ângulo azimutal de superfície) e a inclinação de seus painéis fotovoltaicos como mostra a Fig. 6.12.

Projeto: suno0 [Fechar Projeto](#)

Características Básicas Do Projeto

Orientação

Inclinação

Figura 6.12 – Indicação da orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos na usina solar.

Dando sequência a configuração do sistema fotovoltaico a ser simulado, é necessário determinar a potência instalada do sistema e conseqüentemente, selecionar o modelo (fabricante e potência de pico) do módulo e inversor fotovoltaico (fabricante e potência nominal). É importante mencionar, que o usuário tem a opção de escolher o modelo matemático de módulo fotovoltaico que será realizado na simulação. A escolha deste modelo se baseia na tecnologia a ser utilizada sendo que todos os modelos são apropriados para a tecnologia de silício cristalino, porém, a sugestão para a realização de simulações com tecnologia CdTe e CIS é de se utilizar os modelos propostos por Mermoud e Lejeune (2010) e Desoto, Klein e Beckman (2006).

Após essa escolha, o software sugere ao usuário a configuração da associação em série / paralelo dos módulos fotovoltaicos e também o parâmetro de fator de dimensionamento do inversor (FDI). Uma vez escolhida a configuração, o software já está apto a realizar as simulações e gerar os resultados da estimativa de geração da usina fotovoltaica configurada. A Fig. 6.13, mostra a tela de especificação elétrica do SFCR a ser simulado.

Projeto: suno0 [Fechar Projeto](#)

Especificação Elétrica

Potencia Instalada (kWp): 2100

Num. Modulos: 12

FDI: 1.3333333333333333

Módulo:

Inversor:

Modelo de Simulação:

N. Módulos em Série:

N. Módulos em Paralelo:

12x1
 6x2
 4x3
 3x4
 2x6
 1x12

Aguarde simulando o projeto ...

Figura 6.13 – Tela de especificação elétrica do SFCR a ser simulado.

Cabe salientar que após o início da simulação, o software acessa o servidor de dados, localizado no Laboratório de Conversão e Controle da Energia (LCCE) da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), de forma a utilizar o banco de dados de irradiação solar global, em plano horizontal, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do projeto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) (Pereira et al. (2006)) para localidade selecionada.

Além disso, o SunoUFMG processa as incertezas inseridas no software, contidas na Tab. 5.1 (apresentada no Capítulo 5) e sugeridas por Thevenard e Pelland (2013), e os diversos modelos matemáticos que foram implementados. Por fim, a ferramenta computacional apresenta os resultados energéticos (mensal e anual) do projeto FV configurado, ou seja, as figuras de mérito PR, energia específica (*Yield*), produção de energia além de P50 e P90 e a propagação / combinação de incertezas. A Fig. 6.14 mostra as telas dos resultados gerados após simulação de uma localidade e sistema fotovoltaico hipotéticos.

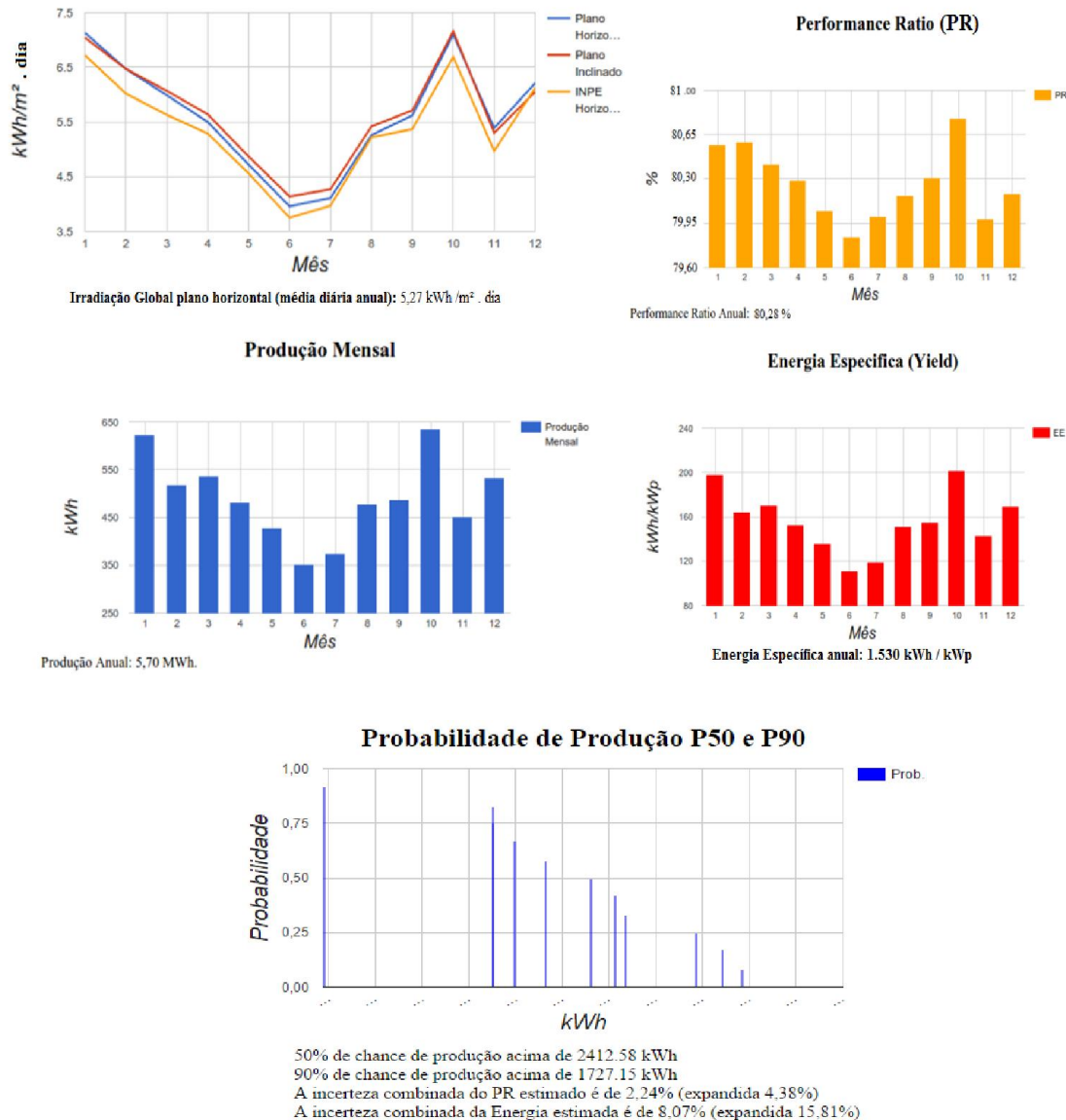


Figura 6.14 – Telas de resultados gerados pelo SunoUFMG, versão 1, após simulação de sistema fotovoltaico hipotético em uma localidade.

Finalmente, é importante reforçar, que todos os modelos matemáticos utilizados no software SunoUFMG, versão 1, foram previamente estudados, testados e validados, e os detalhes de todos os métodos, bem como os resultados encontrados, estão descritos nos Capítulos de 1 a 5.

6.4. Considerações Finais - Capítulo 6

Neste capítulo foram apresentados diversos tipos de softwares (PVsyst, SAM, Homer, PVWatts, PV*Sol e Polysun) que realizam a estimativa de energia para um sistema fotovoltaico. Esses foram descritos e suas principais características foram apresentadas. De forma a verificar o quanto os resultados gerados pelas simulações nesses softwares se aproximavam dos valores de um sistema fotovoltaico em operação, um micro SFCR, baseado em um sistema real, foi modelado, em cada ferramenta computacional, e foram realizadas comparações sendo que os softwares PVsyst e PVWatts foram os que apresentaram resultados mais próximos das medições com RMSE mais baixos.

Cabe salientar que houve dificuldade em padronizar todos os parâmetros para a realização das simulações. A título de exemplo, o PVWatts e HOMER não possuem bancos de dados de módulos e inversores FVs, sendo possível apenas definir sua eficiência. O SAM, PV*SOL e PVsyst, possuem estes bancos de dados, porém apresentam certa dificuldade em incluir novos fabricantes / modelos de produtos, visto que exigem mais informações do que as fornecidas pelos fabricantes. Cada software permite ao usuário definir entradas diferentes, principalmente para as perdas envolvidas.

Além disso, os softwares nem sempre aceitam o mesmo banco de dados meteorológicos solarimétricos, parte fundamental da simulação, sendo necessário utilizar métodos para a conversão dos dados, que propagam incertezas. Além disso, soma-se ao fato, e como apresentado na Tab.6.1, cada software utiliza modelos matemáticos (ex: para módulos, inversores, temperatura, transposição, etc) distintos necessitando assim, uma verificação mais apurada de quais destes modelos disponíveis na literatura se adequam melhor à realidade para a obtenção de melhores resultados.

Apesar das dificuldades salientadas, o software PVsyst mostrou ser uma ferramenta computacional mais completa e robusta, de uso profissional, permitindo ao projetista modelar os sistemas mais detalhadamente. O SAM, apesar de ser de uso público, se mostrou também uma boa ferramenta, uma vez que possibilita a edição de diversos fatores na simulação. Já o software HOMER é um software mais simplificado, que foca principalmente na análise de sistemas híbridos e mini-redes, dando poucas opções para a modelagem de sistemas

exclusivamente fotovoltaicos. Por fim, o PVWatts, por ser uma ferramenta *Web online* gratuita, disponibiliza poucas possibilidades de edição, o que deixa a modelagem mais simples recomendado para realizar pré-viabilidade de projetos.

Cabe salientar que este estudo preliminar, mostra a dificuldade em si realizar tais comparações e análises devido à dificuldade em se padronizar todos os parâmetros como já destacado por Yates e Hibberd (2010), Podewills (2011) e Axaopoulo, Emmanouil e Konstantinos (2014) que também já realizaram estudos semelhantes. Além disso, é importante que o sistema em operação esteja com seus sensores calibrados para obtenção correta dos valores medidos como foi realizado por Macedo et al. (2014).

De qualquer forma, os resultados encontrados, e apesar das dificuldades relatadas, para todos os softwares analisados foram adequados conforme apresentado na Tab. 6.6. Porém, fica a sugestão de se realizar estudos mais detalhados e sistemáticos obtendo resultados mais precisos e conclusivos a respeito do rendimento dos softwares disponíveis no mercado.

Finalmente, neste capítulo, foi apresentado o software SunoUFMG que foi concebido utilizando os modelos / métodos descritos e validados nos capítulos anteriores, o qual é capaz de modelar um SFCR e realizar simulações de forma dar suporte em estudos de pré-viabilidade de projetos fotovoltaicos. Ou seja, a ferramenta computacional é capaz de gerar resultados energéticos (mensal e anual) das figuras de mérito PR, energia específica (*Yield*) e produção de energia além de gerar parâmetros de probabilidade P50 e P90 (amplamente solicitados por bancos / investidores, etc) e estimar a propagação / combinação de incertezas.

No próximo capítulo, Capítulo 7, será apresentado um estudo de caso realizado “in loco” nos geradores FVs da usina solar fotovoltaica do Mineirão (UFV Mineirão).

Capítulo 7 – UFV Mineirão / Estudo de Caso

Este capítulo apresenta os resultados de um ano (outubro de 2014 a setembro 2015) do monitoramento dos parâmetros elétricos, do lado CA, e caracterização da radiação solar local na maior usina fotovoltaica em cobertura do Brasil, com 1,42 MWp de capacidade instalada, localizada no estádio de futebol Mineirão em Belo Horizonte, Minas Gerais. Este estádio é uma das instalações esportivas no país que recebeu a Copa do Mundo de 2014 e os Jogos Olímpicos do Rio de Janeiro em 2016.

Além disto, são também apresentados os resultados de medições realizadas em campo em alguns geradores fotovoltaicos (strings) da UFV Mineirão e também a aplicação de método de cálculo de propagação / combinação de incertezas em medição específica.

7.1. A importância da realização do comissionamento em usinas fotovoltaicas

Dentro da crescente expansão e redução de custos de grandes usinas fotovoltaicas em todo o mundo (IEA (2015), Feldman e Lowder (2014), Fu et al. (2016)), realizar o comissionamento destas plantas solares é tarefa importante para a indústria / mercado e crítico para manter a confiança da opinião pública sobre a utilização da tecnologia fotovoltaica.

O comissionamento é uma maneira de formalizar o controle de qualidade dos sistemas fotovoltaicos instalados, ou seja, é o processo de garantir / atestar que uma planta fotovoltaica é segura, atende aos objetivos do projeto e opera e produz energia de acordo com as expectativas do proprietário. Além disso, o comissionamento incentiva os integradores a serem responsáveis por suas instalações e facilita a liquidação do projeto e o pagamento imediato (Cunningham, Hernday e Mokri (2014), Tyutyundzhiev (2014), JRC (2014), Gleason (2011) SACS (2011)).

Um dos testes realizados durante o comissionamento de usinas FV é realizar medições de curvas I-V / potência em campo nas saídas de *strings* fotovoltaicas utilizando, por exemplo, cargas capacitivas. Considerando que há um grande investimento em sistemas fotovoltaicos de grande porte e, ao contrário do passado, onde as medições em campo eram realizadas, principalmente, por técnicos bem treinados e qualificados, a realização de medições de curvas I-V / potência em campo, na atualidade, se tornou uma prática comum (dentre outras medidas) para a garantia de qualidade da usina.

O principal objetivo das medições das curvas I-V / potência em campo, que é diferente das medições realizadas em laboratórios, é verificar a potência de pico efetiva / real dos módulos FVs instalados na usina. Além disso, as medições “in loco” propiciam: testar uma enorme

amostra de painéis FVs onde estão efetivamente instalados, revelar módulos FVs com problemas, detectar conexões defeituosas (podendo prevenir incêndios, choques e lesões), sombreamentos inoportunos sobre os módulos FVs e, se as medições em campo forem realizadas com regularidade, também podem revelar problemas de degradação como destacado por Martinez-Moreno et al. (2015), Drnberger et al. (2010) e Moreton, Lorenzo e Munoz (2014).

Atualmente, a demanda (através dos investidores em usinas FVs) para a determinação da potência real de módulos fotovoltaicos em campo vem aumentando (Drnberger et al. (2010)). Para atender a esta crescente demanda, os métodos para medir as curvas I-V / potência em campo devem ser ágeis, fáceis de se executar e ainda fornecerem resultados confiáveis, ou seja, com incertezas baixas (Martinez-Moreno et al. (2015)). Desta forma, o mercado oferece diversos tipos de dispositivos / métodos para a medição da curva I-V / potência que prometem cumprir os requisitos destacados (Durán et al. (2008) e Spertino et al. (2015)).

Contudo, para a realização confiável das medições da curva I-V / potência em campo, é requerido que o operador tenha um bom conhecimento dos principais fatores que podem influenciar as medições e não se baseie somente no traçador (dispositivo) da curva I-V e no modelo matemático de translação da curva I-V, isto é, extrapolar para as Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions* – STC, em inglês). Ou seja, é importante que o operador esteja ciente das incertezas específicas de seu sistema de medição e do procedimento (método) de correção aplicado às medições (Drnberger et al. (2010) e Moreton, Lorenzo e Munoz (2014)).

Portanto, neste capítulo, apresenta-se o estádio de futebol Mineirão e a sua central solar fotovoltaica instalada em sua cobertura. Em sequência é apresentado à caracterização do recurso solar disponível na localidade, o monitoramento de parâmetros elétricos do lado CA da usina (para o período de outubro de 2014 a setembro 2015), as medições das curvas I-V e potência realizadas em campo. Posteriormente, os métodos utilizados e os principais resultados são analisados e discutidos.

7.2. Usinas Solares em Estádios / Arenas esportivas

Desde que o Comitê Olímpico Internacional (COI) incluiu, pela primeira vez, a temática de proteção ambiental (Programas Verdes) sendo o “terceiro pilar dos Jogos Olímpicos” e como um dos requisitos para uma candidatura “bem-sucedida” para sediar os Jogos, os sistemas fotovoltaicos e os sistemas para o aquecimento de água (ex: através de coletores solares) são promovidos como fontes de energia renovável que podem ser utilizados em estádios, arenas multi-esportes e nos alojamentos dos atletas olímpicos (vila olímpica).

Em particular, os Jogos Olímpicos de Verão de 2000 realizados em Sydney, Austrália, foi o primeiro programa ecológico do COI (inspirado no compromisso de adotar medidas de conservação ambiental assumidas durante os Jogos Olímpicos de Inverno de 1994 em Lillehammer (Noruega). Posteriormente, os Jogos Olímpicos em Turim - Itália (2006), Pequim - China (2010), Londres - Inglaterra (2012) e Rio - Brasil (2016), todos adotaram programas substanciais de sustentabilidade.

Os programas “verdes” adotados pelo COI possuem cinco áreas-chaves, ou seja: conservação de energia, conservação da água, redução da geração de resíduos, mitigação da poluição e proteção do ambiente natural conforme destacam os relatórios do COI (Sydney (2000), FIFA (2010)).

Atualmente, a sustentabilidade é parte essencial de qualquer projeto moderno dos Jogos Olímpicos e um conceito central da agenda Olímpica para o ano de 2020. Portanto, a aplicação das diversas tecnologias de energia solar existentes, nos esportes, está se tornando usual, assim como os esportes profissionais buscam uma vantagem competitiva estes programas estão na vanguarda da sustentabilidade.

Muitas são as iniciativas ao redor do mundo que usam a energia solar em estádios esportivos para economizar e / ou exportar energia para uma rede elétrica local. De acordo com a *Solar Energy Industries Association* (SEIA, 2016) nos Estados Unidos da América (EUA), a capacidade total de energia solar acumulada em instalações esportivas profissionais atingiu 25,4 MWp em 2015 (crescimento de 13% ao ano). A Fig. 7.1 mostra exemplos de sistemas fotovoltaicos em instalações esportivas profissionais nos EUA classificados por capacidade total acumulada (em kWp).



Figura 7.1 – Estádios solares nos EUA: (a) Lincoln Financial Field; (b) Staples Center; (c) Metlife.

Na Ásia, o estádio Nacional em Kaohsiung / Taiwan possui um sistema fotovoltaico de 1 MWp instalado no telhado. Construído para os Jogos Mundiais de 2009 e utilizado para os Jogos Asiáticos de 2014, é o primeiro estádio do mundo a utilizar unicamente energia solar como fonte de energia. O Thyagraj Stadium, na capital da Índia, cidade de Deli, que hospedou os Jogos da Commonwealth de 2010, foi instalada a primeira planta solar em telhado, de 1 MWp, no país (NRDC, 2012). Em 2015, em Bangalore, também na Índia, o estádio M. Chinnaswammy recebeu um sistema fotovoltaico de 400 kWp no telhado. Em 2008, nos Jogos Olímpicos em Pequim - China o estádio Olímpico "Ninho de Pássaro" foi parcialmente energizado por um sistema fotovoltaico de 130 kWp (UNEP, 2008).

Na Austrália, nos Jogos Olímpicos organizados em Sydney no ano 2000, o Super Dome (estádio para jogos de basquete) e o Parque Olímpico, receberam sistemas fotovoltaicos em seus telhados de 70 kWp e 64 kWp respectivamente. Na cidade de Townsville, uma usina fotovoltaica de 348 kWp foi instalada no Townsville Basketball Stadium em 2012 (IEA, 2012) e no estádio de futebol Carrara (220 kWp) na cidade de Gold Coast. A Fig. 7.2 ilustram exemplos de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados na Austrália, Índia e Taiwan.

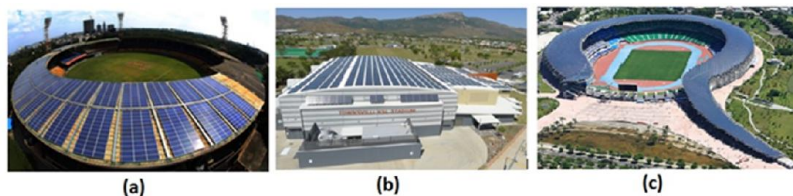


Figura 7.2 – Sistemas fotovoltaicos instalados em (a) M. Chinnaswamy (Índia), (b) Townsville (Austrália) and (c) Kaohsiung (Taiwan).

Na Europa, alguns países adotaram um método para uso do espaço em telhados de estádios para gerar energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos denominado de "Solar Stadia". Assim, durante a Copa do Mundo da FIFA de 2006, na Alemanha, e na Copa da UEFA realizada na Suíça em 2008, este método foi posto em prática como destaca Rüter (2010).

Desta forma, pela primeira vez na história da FIFA, os campeonatos da Copa do Mundo abordaram, especificamente, as preocupações ambientais criando o chamado programa *Green Goal* (originado em 2003 e, na Alemanha em 2006, foi posto em prática o primeiro programa de *greenening* para uma competição de futebol) que possui como prioridades: uso sustentável da água, resíduos, energia e transporte (FIFA, 2006). Ao fazê-lo, a FIFA não teve como objetivo criar uma visão de curto prazo, mas sim contribuir de forma duradoura para a melhoria da proteção ambiental e sustentabilidade na realização de eventos mega-esportivos conforme destaca Dolles e Södermana (2006).

O Badenova-Stadio ("Mage Solar Stadio"), localizado em Freiburg, na Alemanha, foi o primeiro estádio de futebol da Europa a receber um sistema fotovoltaico com capacidade de 259 kWp instalado em seu telhado em 1995 (WHE (2011), Lisboa (2011)). Outros exemplos são: Fritz-Walter-Stadion em Kaiserslautern (1,35 MWp / telhado) e Bremer Weser-Stadion (1,27 MWp / telhado) em Bremen, ambos na Alemanha.

Na Suíça, o estádio de futebol Wankdorf / Stade de Suisse em Berna foi instalada usina FV de 1,35 MWp / telhado) e na cidade de Biel, Tissot Arena uma planta solar FV de 2,11 MWp / telhado (Swissinfo (2016)). Em Verona, Itália, o Stadio Marc'Antonio Bentegodi tornou-se "renovável" com o comissionamento de uma instalação solar fotovoltaica de 1 MWp sobre a sua cúpula em 2009. A Fig. 7.3 ilustra alguns exemplos de sistemas FVs instalados em telhados na Alemanha, Itália e Suíça.

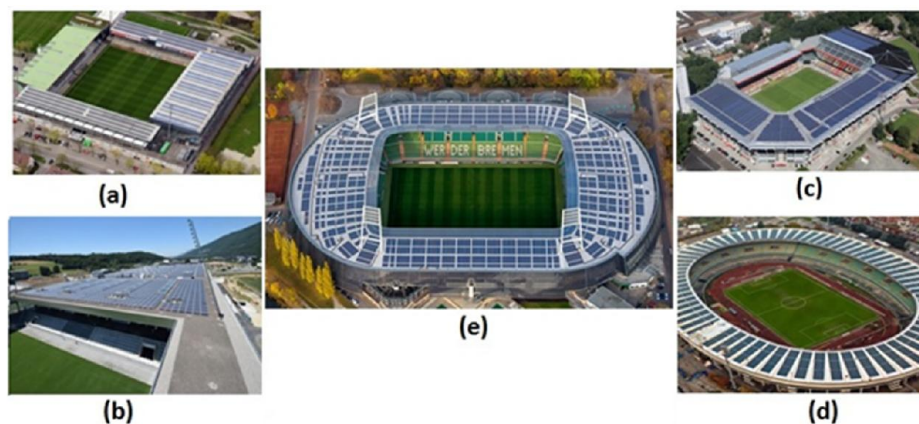


Figura 7.3 – Exemplos de sistemas FVs instalados em telhados em estádios na Europa (a) Badenova-Stadio, (b) Tissot Arena, (c) Fritz-Walter-Stadion, (d) Stadio Marc'Antonio Bentegodi and (e) Bremer Weser-Stadion.

Recentemente, na América do Sul, o Brasil realizou quatro importantes eventos esportivos internacionais (Copa das Confederações em 2013, Copa do Mundo em 2014, Jogos Olímpicos e Paraolímpicos do Rio em 2016) assim, surgiu a oportunidade de “solarizar” alguns estádios em todo o país.

O chamado programa Estádios Solares (Rüther et al., 2010), foi uma iniciativa do Instituto Ideal e da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), foi concebido com o intuito de se instalar usinas fotovoltaicas nos estádios da Copa do Mundo da FIFA em 2014. Desta foram, surgiu a oportunidade de se reformar os estádios existentes (*retrofit*) bem como construir novos estádios e, ao mesmo tempo, instalar sistemas fotovoltaicos em telhados e áreas adjacentes.

Na região sudeste do Brasil, foram instalados dois sistemas fotovoltaicos em estádios de futebol. Um deles, no estádio jornalista Mário Filho (Maracanã) localizado na cidade do Rio de Janeiro que recebeu um sistema fotovoltaico de 390 kWp em seu telhado. Na cidade de Belo Horizonte, capital do estado de Minas Gerais, foi instalada uma usina fotovoltaica de 1,42 MWp na cobertura do estádio do Mineirão. Esta última, será descrita com mais detalhes na próxima seção.

Na região nordeste do Brasil, a arena Pernambuco, em Recife / Pernambuco, possui um sistema fotovoltaico instalado no solo de 1 MWp. Cabe destacar, que a Copa do Mundo de 2014 não utilizou o estádio Pituçu, localizado na cidade de Salvador, Bahia, embora este estádio tenha sido o primeiro da América Latina a receber um sistema fotovoltaico de 403 kWp. Durante este evento esportivo internacional, o estádio Pituçu serviu apenas como campo de treinamento oficial para as equipes da competição. A Fig. 7.4 mostra os quatro estádios que receberam sistemas fotovoltaicos no Brasil.



Figura 7.4 – Sistemas fotovoltaicos instalados em estádios no Brasil. (a) estádio do Maracanã (b) estádio do Pitucaçu, (c) arena Pernambuco (d) estádio do Mineirão.

7.3. O estádio do Mineirão

O estádio do Mineirão ou Minas Arena, oficialmente nomeado de estádio Governador Magalhães Pinto, foi inaugurado em 1965. A arena de futebol faz parte do complexo arquitetônico da Pampulha (Patrimônio Cultural Mundial da UNESCO), projetado por Oscar Niemeyer⁷⁸ e localizado (coordenadas geográficas: 19° 51'57 "S 43° 58'15" O) na região norte da capital Belo Horizonte (MG). O estádio é também Patrimônio Cultural da cidade. Portanto, o Mineirão é um dos estádios de futebol mais famosos e importantes do Brasil e da América Latina.

O estádio, até os anos 90, possuía uma capacidade para 130.000 espectadores, porém, por questões de segurança a sua capacidade máxima foi reduzida para 75.000 espectadores. Quando o Brasil venceu sua candidatura para sediar a Copa do Mundo de 2014, o Mineirão teve um grande *retrofit*. O projeto incluiu uma reconstrução completa da camada inferior, uma extensão do telhado e remodelações adicionais para adequar o estádio aos padrões da FIFA e assim, alcançar os compromissos de metas verdes. Portanto, a capacidade diminuiu para 58.259 espectadores por razões de conforto e também segurança.

Após a remodelagem, em 2014, o Mineirão se tornou o primeiro estádio do Brasil, e o segundo no mundo, a receber a certificação “LEED Platinum” de sustentabilidade (selo que representa a liderança em design energético e ambiental) concedido pelo *U.S. Green Building Council* (USGBC), devido à gestão dos recursos (energia, água, etc) realizados na edificação.

⁷⁸ Arquiteto brasileiro considerado um dos principais arquitetos no desenvolvimento da arquitetura moderna.

Em 2013, na Copa das Confederações, o estádio recebeu três partidas (incluindo uma semifinal), na Copa do Mundo de 2014 recebeu seis partidas (incluindo uma semifinal) e nos Jogos Olímpicos do Rio em 2016, foi sede de seis jogos de grupo, dois quartas-de-final, um semi-final feminina e o terceiro lugar do masculino demonstrando assim, a importância da arena no universo esportivo não somente nacional, mas também internacional. A Fig. 7.5 ilustra uma vista aérea do estádio (a) antes da sua modificação; (b) após a sua modificação para a Copa do Mundo.



Figura 7.5 – Vista aérea do estádio Mineirão (a) antes da reforma (b) após a reforma.

Como se pode observar, a Fig. 7.5 (b) mostra o sistema fotovoltaico instalado na cobertura do estádio recebido como parte dos esforços para a sua modernização. A usina de energia solar é uma parceria entre a Agência de Cooperação Técnica Alemã (GTZ / GIZ), a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e a concessionária Minas Arena, gestora do estádio. O projeto foi parcialmente financiado pelo Banco de Desenvolvimento KfW, da Alemanha, e pelo governo estadual através da CEMIG. Na atualidade, este sistema fotovoltaico é a maior instalação fotovoltaica, em cobertura, em estádios de futebol no Brasil e apresenta condições desafiadoras para alcançar um desempenho ótimo do sistema, conforme será descrito nas próximas seções.

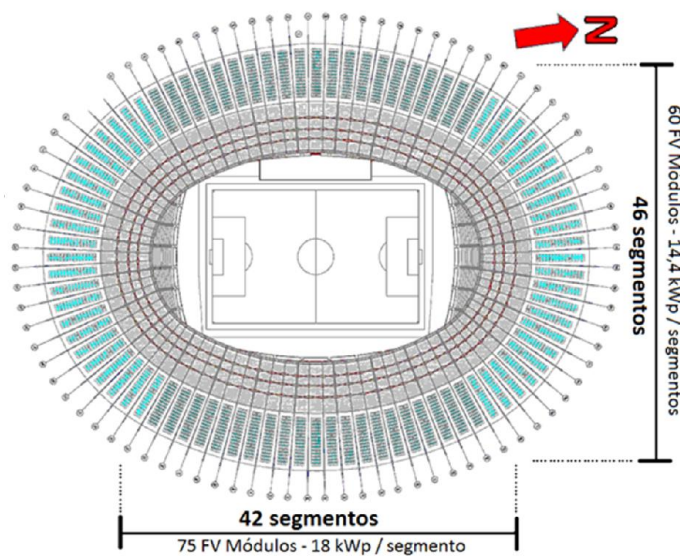
7.4. Sistema Fotovoltaico do estádio de futebol Mineirão

A usina fotovoltaica instalada na cobertura do estádio de futebol Mineirão é composta por 5.910 módulos fotovoltaicos de silício policristalino do fabricante Mprime (Martifer) modelo M 240P. O telhado do estádio, que aparenta uma coroa, possui 360° de visada e está dividido em 88 segmentos físicos (de concreto) sendo 42 segmentos (setores leste e oeste) contendo 75 módulos fotovoltaicos cada (18 kWp / segmento) e 46 segmentos (setores norte e sul) com 60 módulos fotovoltaicos cada (14,4 kWp / segmento).

Todos os módulos fotovoltaicos, que compõem cada segmento físico, possuem 8° de inclinação, ou seja, seguem o ângulo de inclinação do telhado. É importante mencionar que os

módulos FVs não estão aparentemente visíveis a um observador externo ao estádio devido às restrições impostas pela instituição que forneceu a edificação o título de Patrimônio Cultural do Município. Sendo assim, algumas estruturas do estádio não puderam ser modificadas no *retrofit*, portanto, problemas com sombreamentos, ocasionados pelos segmentos, sobre os painéis durante o dia é constante ao longo do ano.

O sistema possui uma capacidade instalada total de 1,42 MWp e ocupa uma área de 11.530 m² (70% da área total do telhado - 16.424 m²) (CEMIG (2014) e Martifier Solar (2013)). A Fig. 7.6 mostra um esquema geral dos segmentos onde a usina fotovoltaica está instalada.



Fonte: Adaptado CEMIG.

(a)



(b)

Figura 7.6 – (a) Usina solar fotovoltaica; (b) Segmentos com os geradores fotovoltaicos (*strings*) no telhado.

Cada segmento da Fig. 7.6 (a) / (b) é composto por 6 a 7 fileiras ou *strings* (contendo de 9 a 12 módulos fotovoltaicos por string) que estão conectados a um inversor do fabricante Ingeteam, modelo Ingecon Sun Smart TL, com potência nominal de 15 kW e três seguidores do ponto de máxima potência - SPMP (2 a 3 strings por cada SPMP, 1 SPMP para cada fase). Portanto, 88 inversores compõem todo o sistema e os mesmos foram instalados em oito salas (11 inversores por sala) no estádio.

As saídas de cada inversor fornecem 380 V de tensão industrial CA (fase-fase) e uma potência nominal total de 1,32 MW para duas subestações elevadoras, localizadas nos setores norte e sul do estádio. Cada subestação possui 750 kW e são conectadas a quatro salas de inversores. Finalmente, as subestações elevam a tensão para um barramento de 13,8 kV para ser utilizado no sistema de distribuição da concessionária local (Martifier Solar (2013)). A Fig. 7.7 apresenta (a) esquema geral das salas de inversores e subestações; (b) string de módulos FVs em um segmento; (c) sala de inversores; (d) subestação de conexão à rede elétrica da instalação fotovoltaica; (e) subestação elevadora; (f) dispositivos de comutação para a instalação fotovoltaica (interface com a rede de distribuição). A Fig. 7.8 apresenta diagrama de linha, como exemplo, para um segmento que compõe o sistema fotovoltaico.

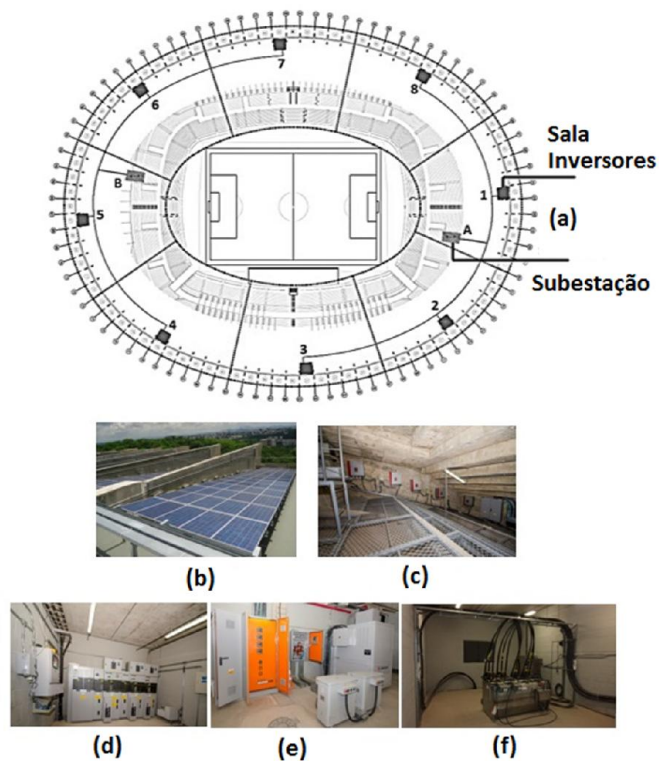
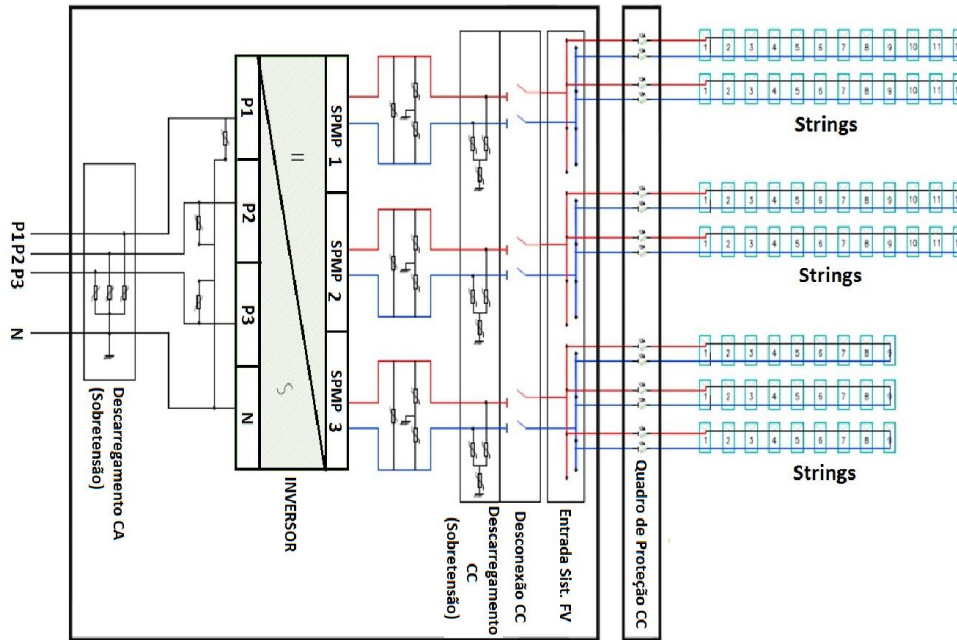


Figura 7.7 - (a) Esquema geral das salas de inversores e subestações; (b) string de módulos fotovoltaicos em segmento; (c) sala de inversores; (d) subestação de conexão à rede elétrica da instalação fotovoltaica; (e) subestação elevadora; (f) interface com a rede de distribuição.



Fonte: Adaptado CEMIG.

Figura 7.8 – Diagrama elétrico unifilar para um segmento da UFV Mineirão.

7.5. Caracterização do recurso solar – método, resultados e discussão

De uma forma geral, o desempenho dos sistemas fotovoltaicos depende fortemente das condições meteorológicas como destacam diversos autores (Ramli et al. (2016), Ghazi (2014), Congedo et al. (2013), Correa-Betanzo, Calleja e Lizarraga (2016)). Portanto, para o sistema fotovoltaico na cobertura do estádio de futebol Mineirão, foram instaladas quatro estações meteorológicas / solarimétricas que registram: irradiância global (GHI) no plano horizontal (utilizam piranômetros do fabricante Kipp & Zonen modelo CMP 21), temperatura ambiente (através de sensores PT-100's), umidade relativa do ar e velocidade / direção do vento (anemômetros ultrassônicos do fabricante Lufft, modelo 200A).

Além disso, quatro células fotovoltaicas de referência, de silício cristalino, também foram instaladas no plano dos arranjos fotovoltaicos (*Plane of Array* - POA). As estações e sensores (denominados como DL01, DL02, DL03 e DL04) estão localizados nos setores norte, sul, leste e oeste do estádio, como mostra a Fig. 7.9.

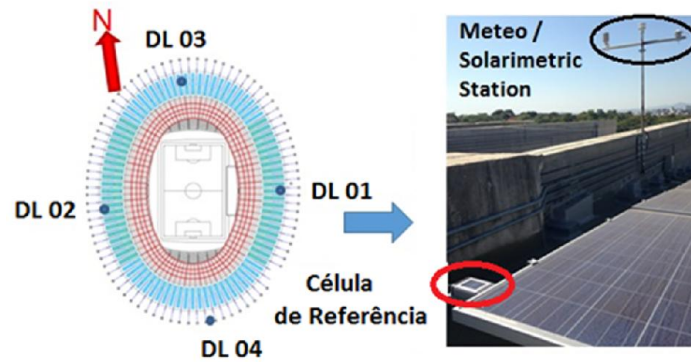


Figura 7.9 – Localização das 4 estações meteorológicas / solarimétricas e quatro células de referência (DL01-DL04) no estádio (Fonte: Adaptado CEMIG).

Cabe ressaltar que todos os dados dos sensores / estações são coletados por um controlador lógico programável (PLC), que digitaliza / integra os diversos parâmetros a cada 15 minutos, e são supervisionados por um sistema SCADA.

Para validar os dados de irradiância / irradiação das estações / sensores da usina FV Mineirão, foram utilizados nove anos de dados horários históricos (2007-2015) para o parâmetro GHI. Os dados horários foram coletados por um piranômetro do fabricante Kipp & Zonen modelo CMP 21 da estação meteorológica / solarimétrica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Esta estação está localizada no interior do campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e fica apenas 2 km da UFV Mineirão. A Fig. 7.10 mostra a estação meteorológica / solar do INMET instalada no campus da UFMG enquanto a Fig. 7.11, apresenta a correlação GHI, para um conjunto (amostra) de dados (maio a novembro de 2014), entre a estação INMET e a estação DL02 do estádio.



Figura 7.10 – Estação meteorológica / solarimétrica do INMET no campus da UFMG.

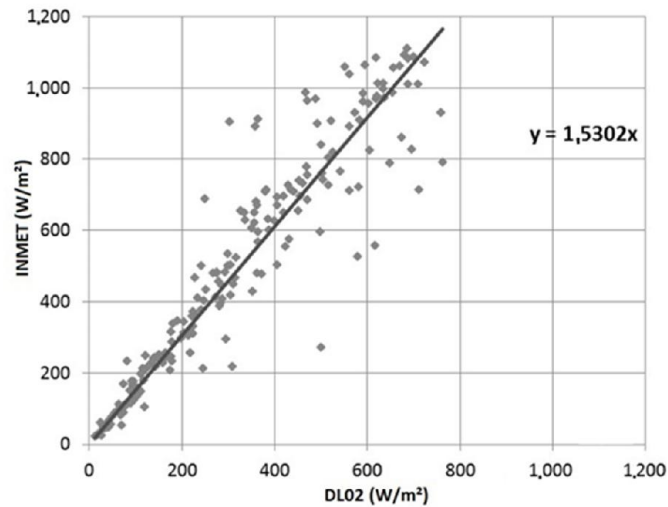


Figura 7.11 – Correlação GHI (estação INMET x estação DL02).

A Fig. 7.11 demonstra que os dados GHI da estação INMET têm uma boa correlação, para toda a faixa de irradiância, com os dados da estação DL02, com um fator de correlação de 1,53. Uma vez que os dados da estação INMET têm um intervalo de tempo mais amplo (dados históricos GHI), este conjunto de dados foi escolhido para as análises subsequentes, a fim de se avaliar a variação sazonal do recurso solar que ocorre ao longo do tempo, proporcionando um melhor entendimento sobre o perfil característico do recurso solar na região onde está instalada a central fotovoltaica do Mineirão. A Fig. 7.12 mostra a média mensal da irradiação global diária no plano horizontal (por ano) e a Fig. 7.13 mostra a média anual de irradiação global diária no plano horizontal.

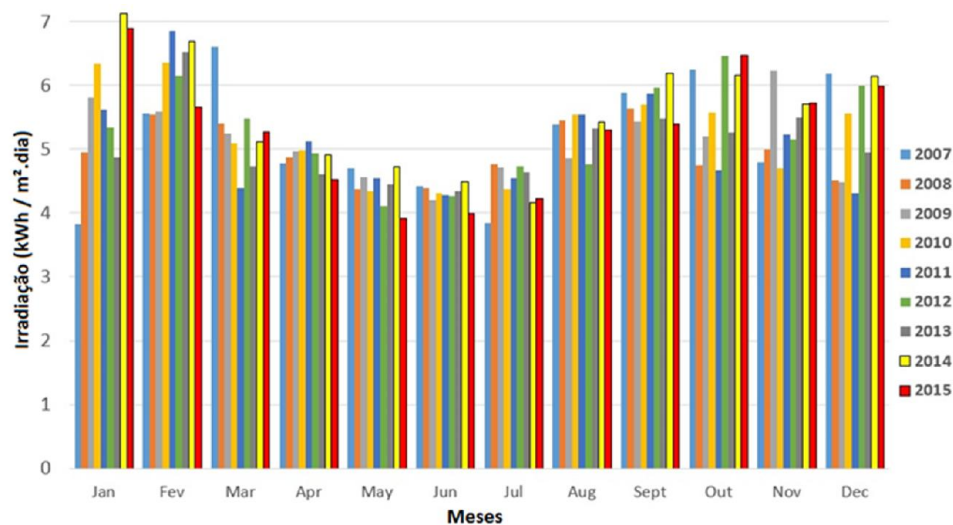


Figura 7.12 – Média mensal da irradiação global diária no plano horizontal (por ano).

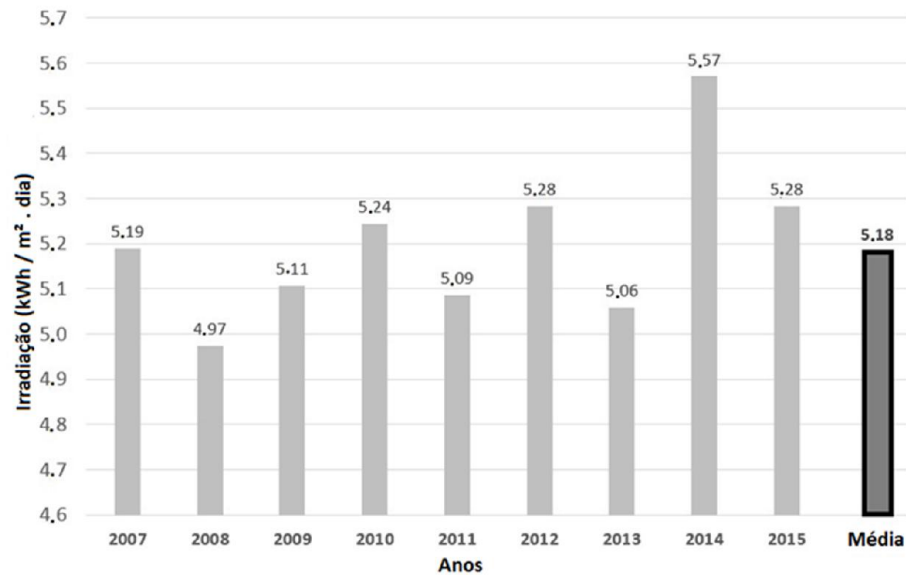


Figura 7.13 – Média anual de irradiação global diária no plano horizontal.

Como pode ser visto na Fig. 7.12 e Fig. 7.13 os GHI diários, mensais e anuais, variam ao longo do ano, demonstrando o comportamento estocástico do recurso solar e no local. Os anos como 2014 e 2015 atingiram os valores mais elevados para a média diária, 5,57 e 5,28 kWh / m², situando-se 7% e 2% acima da média respectivamente, conforme apresentado na Fig. 7.14.

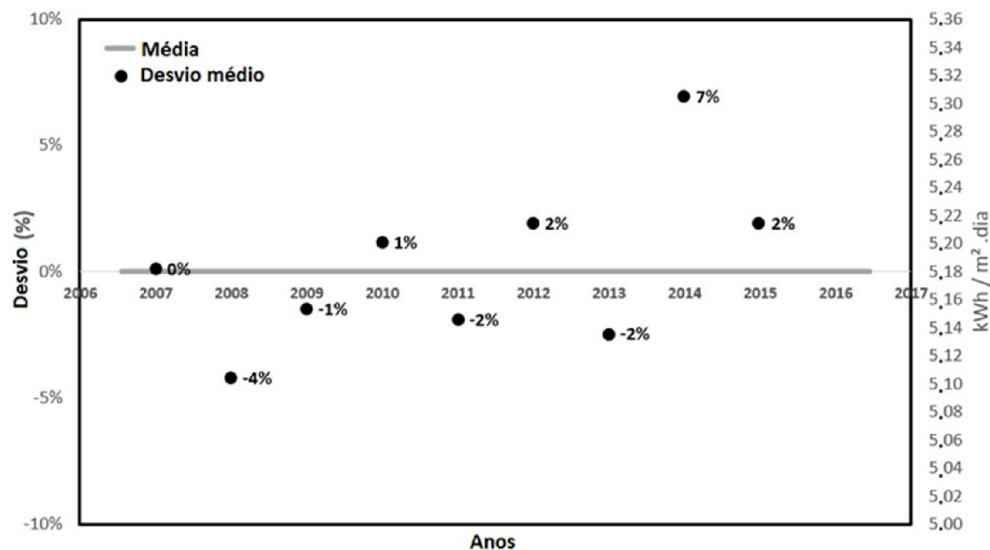


Figura 7.14 – Desvio médio para irradiação global anual.

Os anos de 2014 e 2015 foram, particularmente, muito secos, 994 mm e 1.245 mm de precipitação respectivamente, em comparação com as precipitações anuais totais para o período de 2007 a 2015. Estes valores são inferiores à precipitação média para o período (1.574

mm). Tal fato pode explicar os altos valores encontrados para a irradiação global para os anos de 2014 e 2015. A Fig. 7.15 apresenta precipitações anuais totais para uma série histórica de nove anos.

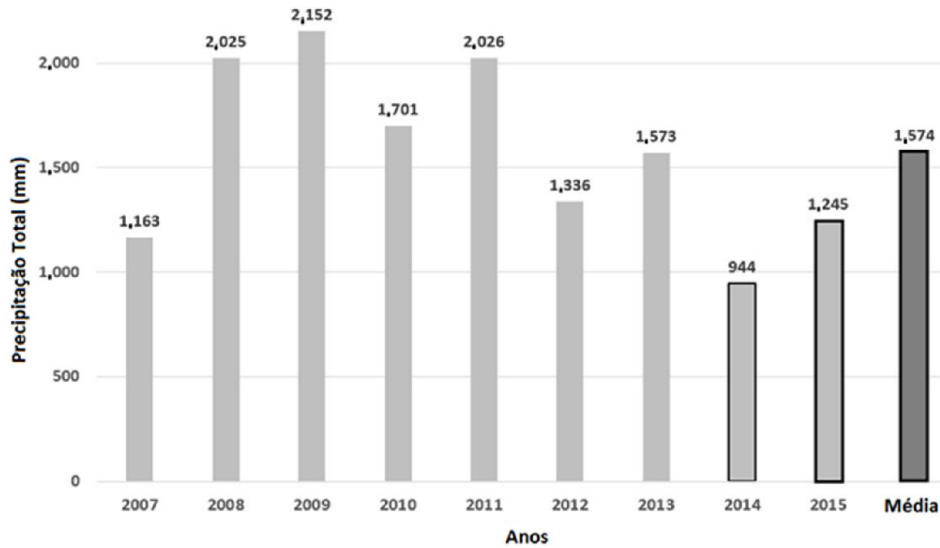


Figura 7.15 – Precipitação anual total para o período de 2007 a 2015.

Do ponto de vista da distribuição de frequência da irradiação, considerou-se o período de outubro de 2014 a setembro de 2015. Este tipo de análise classifica os dados dependendo da frequência que são encontrados em um determinado intervalo. Para os dados de irradiação, a análise foi embasada na energia solar incidente (irradiação) e no seu tempo de ocorrência. A análise de energia, indica a quantidade total de irradiação disponível em cada intervalo de irradiação, enquanto a análise de tempo, indica quanto tempo (horas) prevaleceu cada intervalo de irradiação. A Fig. 7.16 mostra a distribuição de frequência de energia (irradiação) em função da irradiação.

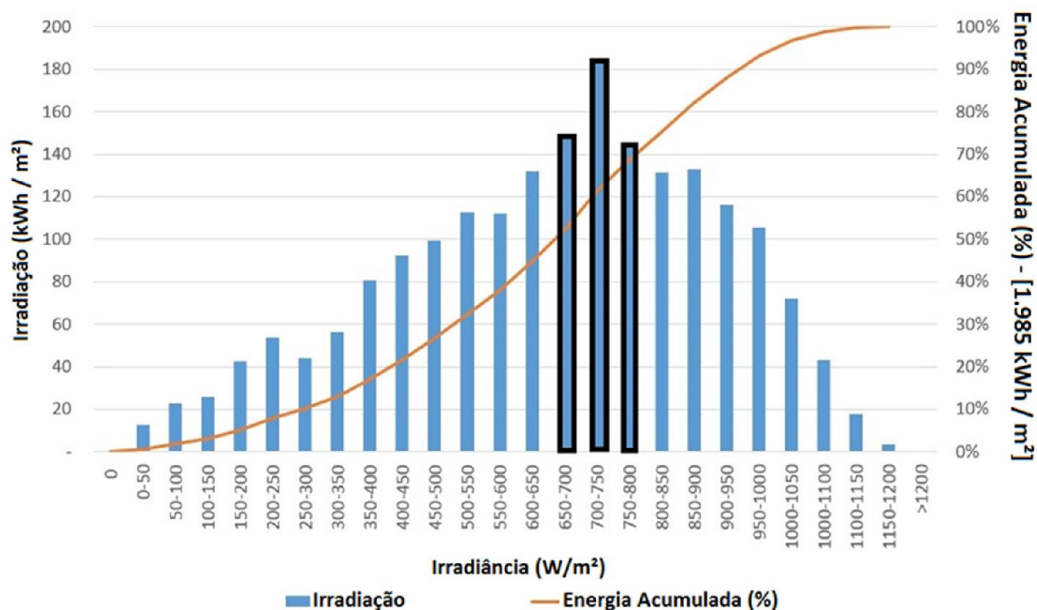


Figura 7.16 – Distribuição de frequência da energia solar incidente na localidade para o período de outubro 2014 a setembro de 2015.

Na Fig. 7.16, os valores da barra em azul, que correspondem ao eixo vertical esquerdo, indicam a quantidade anual de energia solar recebida (irradiação) por metro quadrado para cada faixa de irradiância. O valor percentual acumulado é mostrado na linha contínua (alaranjada), eixo vertical direito. O montante total anual de energia disponível foi de 1.985 kWh / m² (apresentado no rótulo do eixo vertical direito) e este valor está 5% acima do valor médio total da energia anual para o período de 2007 a 2015 (1.885 kWh / m²).

De acordo com a Fig. 7.16, as faixas de irradiância que mais contribuíram energeticamente no período foram: 650-700 W / m² (148 kWh / m²), 700-750 W / m² (184 kWh / m²) e 750-800 W / m² (145 kWh / m²) conforme destacado nas barras azuis com contornos pretos. A contribuição energética das irradiâncias até estes intervalos representa 69% da energia coletada pelos sensores, e estas três faixas contribuem por si só cerca de 23% (7%, 9% e 7%, respectivamente) da irradiação incidente total na localidade durante o período. Outra análise efetuada foi a distribuição de frequência de irradiância versus o tempo de ocorrência, como mostra a Fig. 7.17.

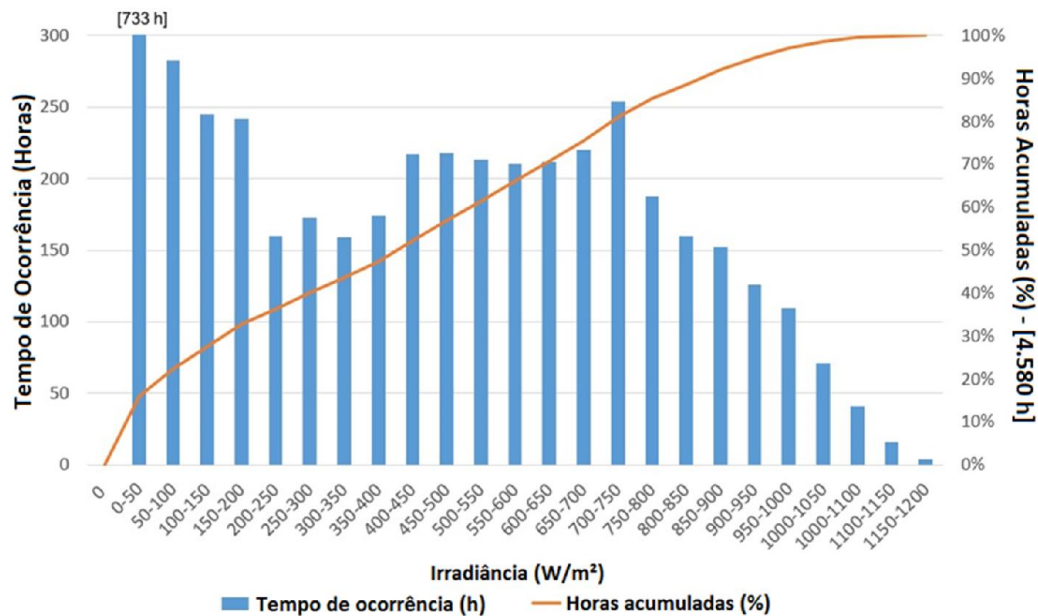


Figura 7.17 – Distribuição de frequência da irradiância versus tempo de ocorrência (outubro 2014 a setembro 2015).

Similarmente a distribuição de energia da Fig. 7.16, a análise de tempo na Fig. 7.17 apresenta tempos de ocorrência por classes de irradiância, considerando as medições diárias de 6:00 a.m. a 7:00 p.m. Nota-se que aproximadamente 95% das ocorrências estão abaixo de 950 W/m².

Na Fig. 7.17, considerando o período de 2014 a 2015, as faixas de irradiância mais frequentes na região do estádio Mineirão são de 50 a 200 W / m² (17% ou 930 horas totais) e entre 400 W / m² a 750 W / m² (66% ou 1.544 horas totais). A faixa de 700-750 W / m² deve ser destacada com 254 horas, ou 5,5% do total. Além disso, a análise mostra que, durante cerca de 81% do tempo (horas acumuladas, linha contínua alaranjada) a irradiância é menor ou igual a 750 W / m².

É importante mencionar que a primeira faixa de irradiância (0-50 W / m²) possui valores fora do intervalo, mas eles podem ser lidos (733 h) no topo da barra como apresentado na Fig. 7.17. Apesar deste intervalo possuir um tempo substancial de ocorrência a sua contribuição de energia é muito pobre.

Considerando a Fig. 7.16 e a Fig. 7.17, apesar da irradiância prevalecer em níveis mais baixos (0 a 350 W / m²) por um bom intervalo de tempo, a geração de energia na usina FV do Mineirão é concentrada, principalmente, em níveis médios de irradiância (400 W / m² a 800 W / m²). Nestas faixas, a transferência de energia é elevada (para toda a faixa), fazendo com que essas irradiâncias apresentem uma maior contribuição energética. Finalmente, para completar a análise de distribuição de frequência para a radiação solar (de outubro de 2014 a setembro de

2015), na planta solar do estádio do Mineirão, os valores diários de irradiação foram classificados em faixas de energia como mostra a Fig. 7.18.

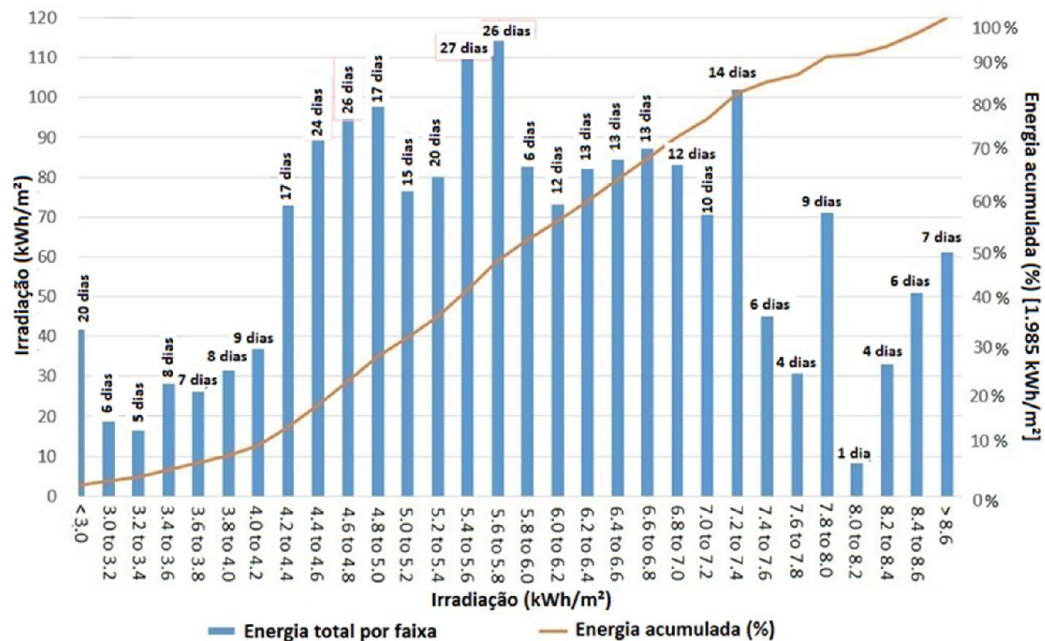


Figura 7.18 – Classificação das faixas de irradiação diária.

A Fig. 7.18 mostra o número de dias que ocorreu cada intervalo de irradiação e sua contribuição energética. Os comprimentos das barras azuis correspondem à quantidade de energia solar, por metro quadrado, que está disponível para aqueles dias, que corresponde ao eixo vertical esquerdo. A linha contínua (alaranjada) representa a energia acumulada total, eixo vertical direito, e a quantidade total de energia, rotulada neste eixo, foi de 1.985 kWh / m².

Além disso, a Fig. 7.18 ilustra uma tendência de valores concentrando-se em faixas que vão de 4,4 kWh / m² até 5,8 kWh / m² (35% da energia total). Já o intervalo de 5,6 a 5,8 kWh / m² possui 49% da energia acumulada total, ou seja, contribuição de 6% da energia total nesta faixa. Portanto, este estudo de caracterização demonstra a boa disponibilidade do recurso solar na região do estádio do Mineirão e, conseqüentemente, um aproveitamento dos módulos FVs da UFV Mineirão.

7.6. Monitoração da Planta Solar – Métodos, Resultados e Discussão

Monitorar um sistema fotovoltaico é uma prática bem conhecida e difundida em torno do mundo como destacam diversos autores (Müller et al. (2014), Woyte et al. (2014), Moreno-Garcia (2016), IEC 61724 (1998), Carigiet et al.(2013), Spertino e Corona (2013), Carrillo e Martínez-Moreno (2015), Macêdo e Zilles (2007), Martínez-Moreno et al. (2014), Bizzarri, Brambilla e Caretta (2014), Firman et al. (2014) e Drews et al. (2007)). A monitorização de todos os parâmetros operacionais de uma instalação solar fotovoltaica (por exemplo, tensões CC-CA, correntes CC-CA, potências CC-CA, radiação solar, etc) é crucial para a detecção de falhas e na produção de energia / avaliação de rendimento. No trabalho realizado nesta Tese, o lado CA da usina fotovoltaica do Mineirão foi monitorado, para o período de outubro de 2014 a setembro de 2015, por um analisador digital e qualidade energia do fabricante Fluke 435 série II.

Esse equipamento é utilizado para o comissionamento e monitoramento de centrais fotovoltaicas (Woyte et al. (2014), Martínez-Moreno (2014)) e também para medir muitos parâmetros elétricos como tensão (até 1.000 V - fase / neutro - $\pm 0,1\%$ Vnominal), corrente (5 A a 6.000 A, CC + AC - $\pm 0,5\%$), potência (W, VA, VAR, W até 6.000 MW $\pm 1\%$), harmônicos (THD's tensão / corrente, 1 a 50) e outros.

Neste trabalho, os valores médios de tensão, corrente, potências [ativa (P), reativa (Q) e aparente (S)], bem como THDs e outras variáveis de interesse foram amostrados por fase e armazenados em intervalos de 5 minutos. O dispositivo de aquisição de dados (Fluke 435) foi conectado ao ponto de acoplamento comum (PAC) entre a rede elétrica e a usina fotovoltaica do estádio de futebol Mineirão, conforme ilustrado na Fig. 7.19. A Fig. 7.20, mostra a energia acumulada diariamente (em MWh, MVarh e MVAh) medida para o período de outubro de 2014 a setembro de 2015.

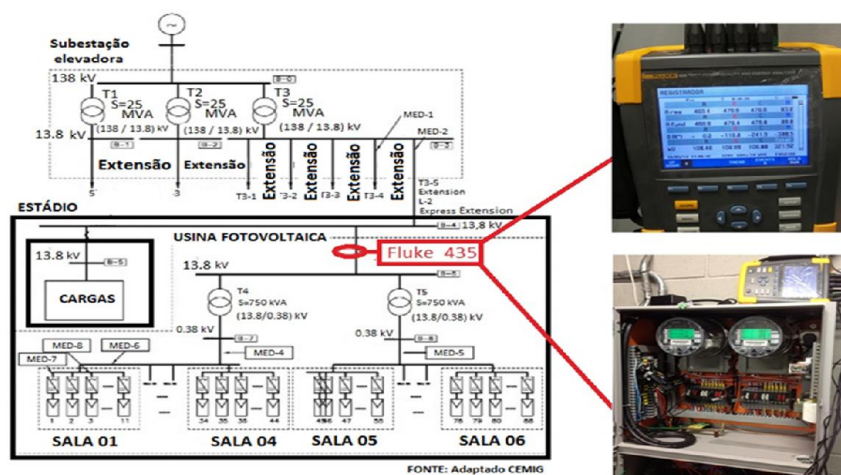


Figura 7.19 – Diagrama de interface entre a rede elétrica e a planta solar. Em vermelho, o local de instalação do Fluke 435.

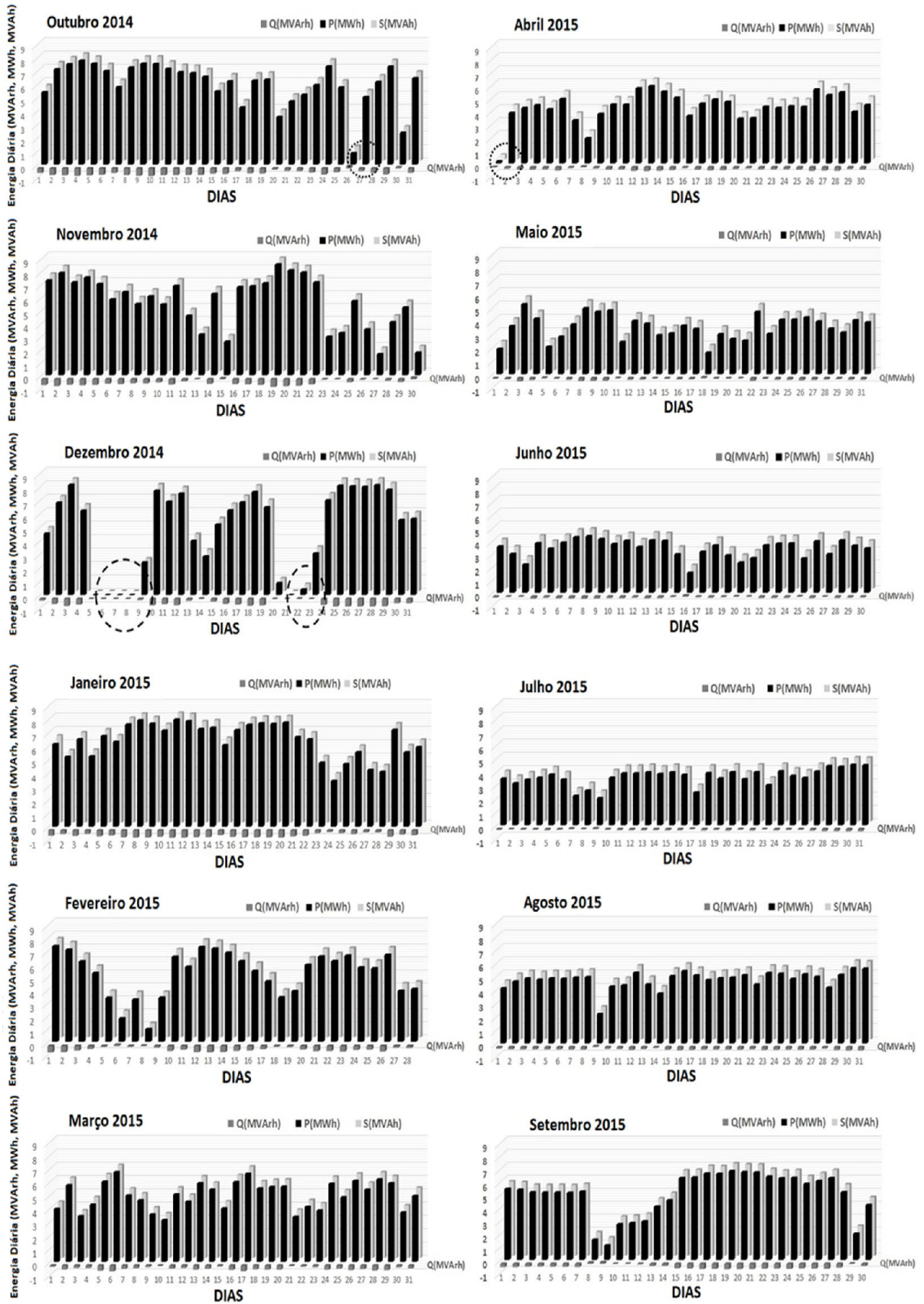


Figura 7.20 – Geração de energia diária durante o período de monitoração.

Conforme ilustrado na Fig. 7.20, os círculos pontilhados negros indicam dias de dados perdidos devido à manutenção (ocorridos nos dias 5 a 8, 21 e 22 de dezembro de 2014, que representa apenas 1,6% do período observado) e / ou geração muito abaixo do esperado (26 de outubro de 2014 e 1º de abril de 2015, 1% do período observado). Para o período, o sistema apresentou uma geração média de 4,83 MWh / dia, totalizando 1.761 MWh (1.893⁷⁹ MWh lado CC), resultando em uma energia específica anual (*annual final yield*, em inglês - Y_f) de 1.240 kWh / kWp (média diária igual 3,40 kWh / kWp) e um fator de capacidade (FC) anual médio de cerca de 14%. A Fig. 7.21 apresenta o rendimento global médio (*average performance ratio – PR*) para todos os meses de monitoração da UFV Mineirão.

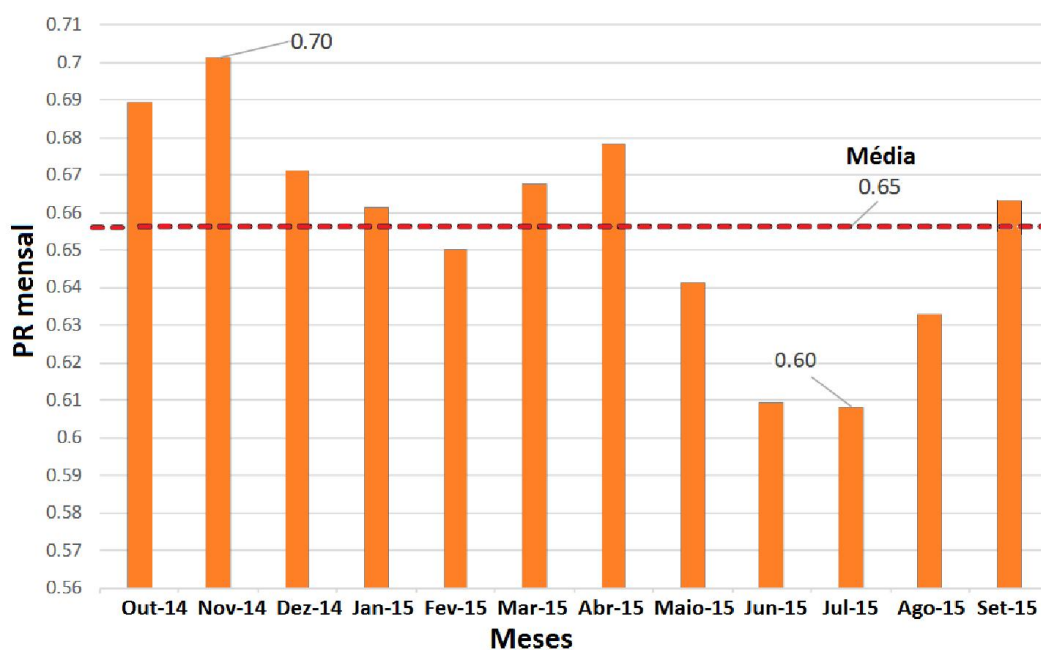


Figura 7.21 – PR mensal da UFV Mineirão para todos os meses de monitoração.

Conforme é possível observar na Fig. 7.21, e como esperado, para os meses com baixo recurso solar (maio, junho e julho / Fig. 7.12), e devido a inclinação de 8° adotada na usina, os PRs resultantes foram também reduzidos acarretando uma baixa produtividade da usina FV. O contrário ocorre para os demais meses onde os PRs obtiveram valores mais elevados que correspondentes aos meses mais ensolarados. Além disso, também é possível notar que os valores de PRs variam entre 0,61 e 0,70 apresentando um valor médio próximo a 0,66 durante o ano (linha tracejada vermelha). Cabe salientar que para calcular este parâmetro, foram utilizados os dados GHI da estação INMET, descrita na seção 7.5, e também a Eq. I.3.

⁷⁹ Considerando uma eficiência média de conversão de energia, inversores (96%)+transformadores (97%), de aproximadamente 93%.

De forma a comparar os resultados energéticos obtidos na monitoração da planta FV, uma série de simulações, utilizando o software PVsyst versão 6.30, foram realizadas considerando os 88 segmentos (que foram modelados no software em 3D) e as perdas ocasionadas pelo sombreamento sobre os módulos FVs da usina conforme apresenta o relatório desenvolvido pela empresa responsável pela operação e manutenção (O&M) da planta solar (CEMIG, 2014). Como exemplo, a Fig. 7.22 (a) apresenta os dados de entrada / modelo em 3D realizado no software PVsyst para os geradores FVs do segmento 67, os quais estão orientados para o norte geográfico e uma foto deste segmento; a Fig.7.22 (b) mostra o diagrama de sombras gerado pelo software para o segmento 67.

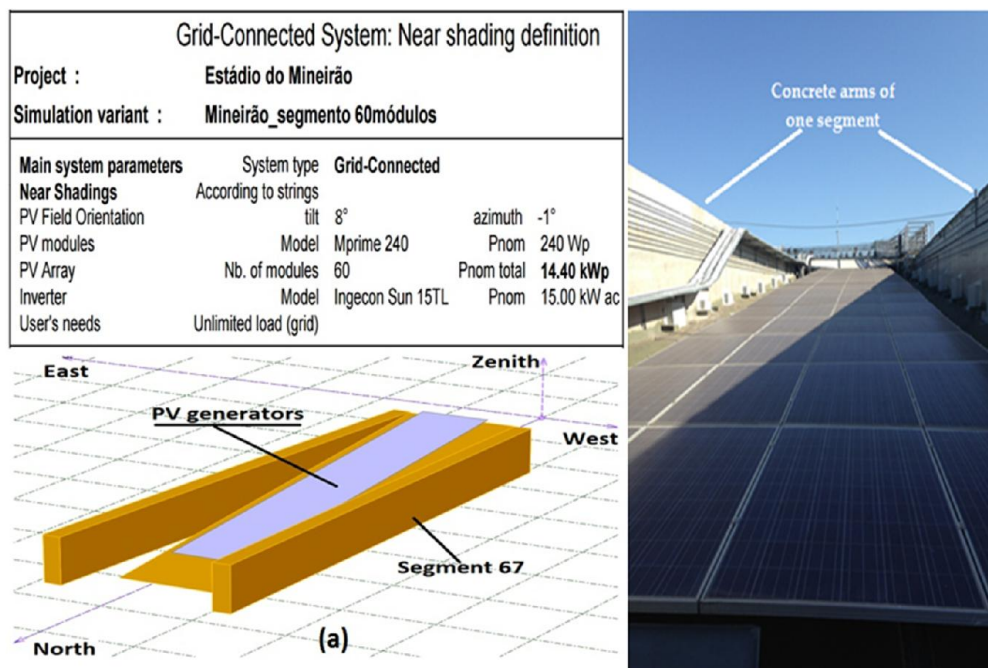


Figura 7.22 (a) Dados de entrada / modelo em 3D para os geradores FVs do segmento 67 / foto deste segmento.

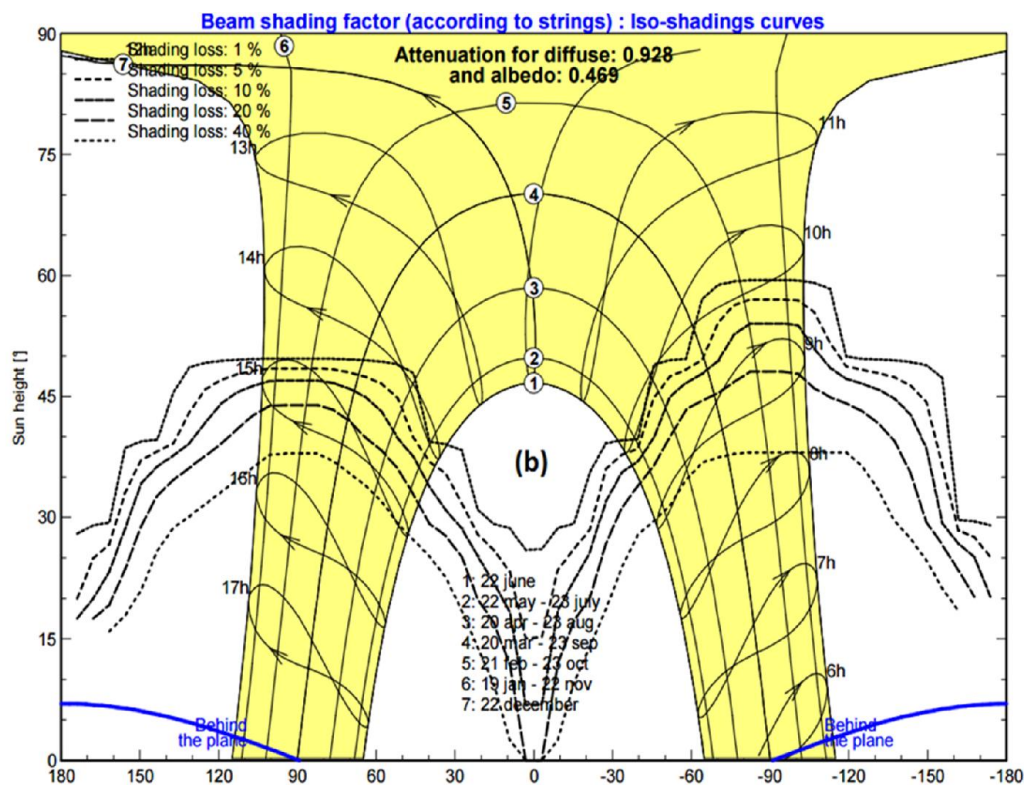


Figura 7.22 (b) Diagrama de sombras gerado pelo software para o segmento 67.

A Fig. 7.22 (a) apresenta o sombreamento ocasionado pelos “braços” de concreto dos segmentos sobre os módulos FVs. As sombras são representativas durante o período da manhã (iniciam próximo às 8 hrs, com perdas de 40%, e terminam às 9:30 hrs com 1% de perdas) e no turno da tarde (iniciam cerca das 15 horas, com 5% perdas, e terminam próximo às 16 horas, com 40 % de perdas) durante todo o ano conforme apresenta o diagrama da Fig. 22 (b).

Para o segmento 67, o qual possui 60 módulos FVs (14,4 kWp), os resultados das simulações no PVsyst foram: 1.6641 kWh / ano; Y_f anual de 1.156 kWh / kWp, FC = 13,4% e PR= 71%. Se forem considerados os 88 segmentos da UFV Mineirão, o resultado energético geral obtido pelas simulações foram: 1.610 MWh / ano; Y_f = 1.134 kWh / kWp, FC = 12,9% e PR= 72%. A Tab. 7.1 resume os resultados gerais energéticos obtidos para o período de monitoração e as simulações utilizando o software PVsyst para a UFV Mineirão.

Tabela 7.1 - Resumo os resultados gerais energéticos obtidos para o período de monitoração e as simulações utilizando o software PVsyst para a UFV Mineirão.

UFV Mineirão					
Figuras de Mérito	Energia produzida (MWh / ano)	Y_f Anual (kWh / kWp)	FC (%)	PR (%)	Irradiação Referência (kWh / m ² .dia)
Monitoração	1.761	1.240	14	66	5,18 [Figura 5.13]
PVsyst	1.610	1.134	12,9	72	4,32
Diferença Relativa (%)	8,57	8,57	7,86	8,33	16,61

Como ilustrado na Tab. 7.1, os resultados energéticos obtidos pela monitoração são melhores se comparados com os resultados gerados pelas simulações realizadas no PVsyst, ou seja, os resultados para as diferenças relativas, para as figuras de mérito energia anual produzida, Y_f e FC são 8,57%, 8,57% e 7,86%, respectivamente, maiores para os dados monitorados.

Para o parâmetro PR, as simulações no PVsyst apresentaram um valor melhor (72%) em comparação com o PR monitorado (66%, 6% de diferença relativa). Entretanto, se for considerada a irradiação anual utilizada para cálculo do PR nos dados de monitoração, ou seja, 5,18 kWh / m². dia para as simulações no software, um novo resultado para o PR é obtido (67%). Sendo assim, a diferença relativa entre os dois parâmetros decai para 1%. Tal fato demonstra a importância de se realizar os cálculos com os mesmos parâmetros de referência quando se compara dados operacionais de uma UFV com dados simulados.

De acordo com a Fig. 7.20, para todo o período monitorado, a potência reativa (Q) é sempre negativa, devido ao fator de potência indutivo da planta e está sempre relacionada à potência ativa (P) produzida ao longo do dia. A Fig. 7.23 (a) mostra as potências ativa (losango verde, P_Total), reativa (quadrado amarelo, Q_Total) e a aparente (triângulo cinza, S_Total) e tensão de linha (linha azul) durante dez dias (1 a 10) para janeiro de 2015. A Fig. 23 (b) apresenta o perfil de irradiação (linha alaranjada), mensurada pela estação do INMET para o mesmo período.

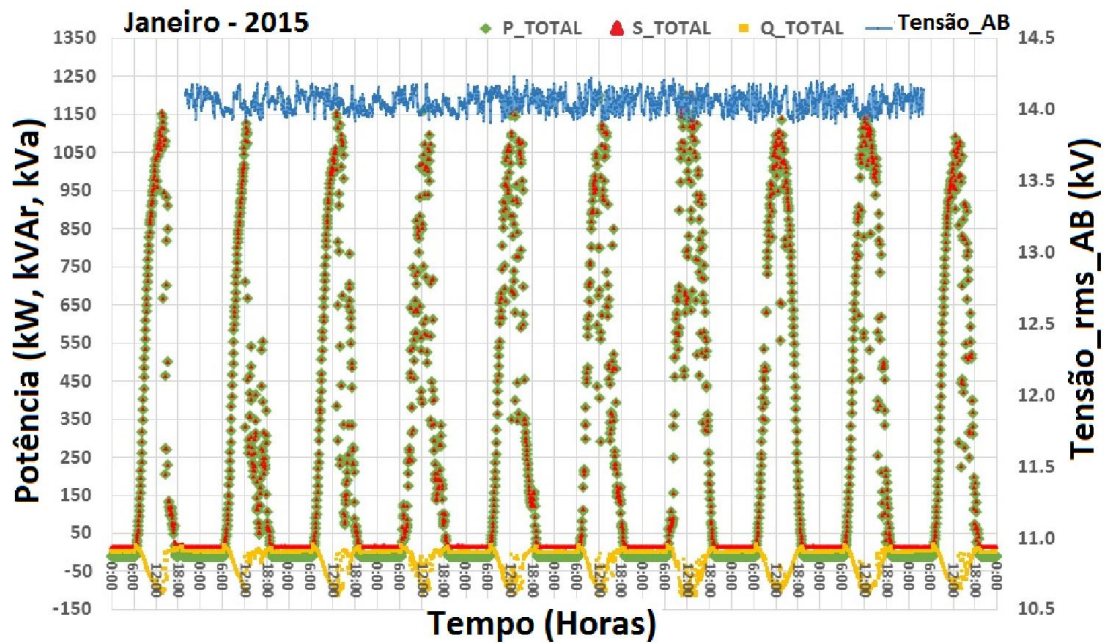


Figura 7.23 (a) – Potências entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica durante 10 dias de janeiro de 2015.

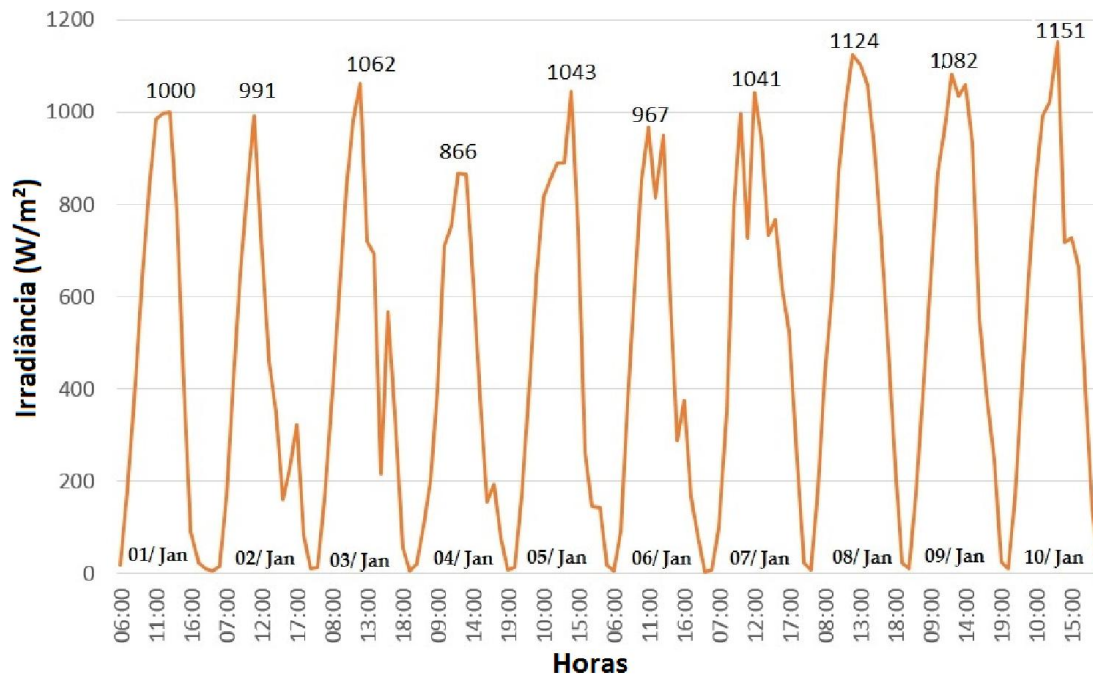


Figura 7.23 (b) - Perfil de irradiância para os dias 1^o a 10 de janeiro de 2015.

Conforme ilustrado na Fig. 7.23 (a), a potência ativa (P) está próxima da potência aparente (S) indicando uma baixa demanda da potência reativa no ponto de medição. Também na Fig. 7.23 (a), é possível observar que o aumento da geração fotovoltaica ao longo do dia, aumenta

o consumo de potência reativa. Como o ponto de medição é localizado após os transformadores, um fato pode ser levantado em consideração para explicar esse comportamento de consumo de energia reativa. Este fato considera que à medida que o carregamento do transformador aumenta, há um aumento natural do consumo de potência reativa, o que leva a um comportamento indutivo mais intenso do transformador.

A Fig.23 (b) apresenta o perfil de irradiância para os primeiros 10 dias de janeiro de 2015, que estão diretamente correlacionados com a geração e potência da planta fotovoltaica. Nestes dias, a irradiância atingiu valores de pico entre 866 W / m^2 (menor) e 1.151 W / m^2 (maior) com média de 1.033 W / m^2 e o sistema fotovoltaico teve uma produção média de energia de $6,55 \text{ MWh / dia}$, Y_f diário igual $4,61 \text{ kWh / kWp}$ e um PR igual a 70% (com potência nominal média no pico de $1,14 \text{ MW}$). A Fig. 24, a Fig. 25 e a Fig. 26 apresentam os mesmos parâmetros e análises realizadas para os dados da Fig. 23 (a), mas com detalhes melhores para dias com diferentes perfis.

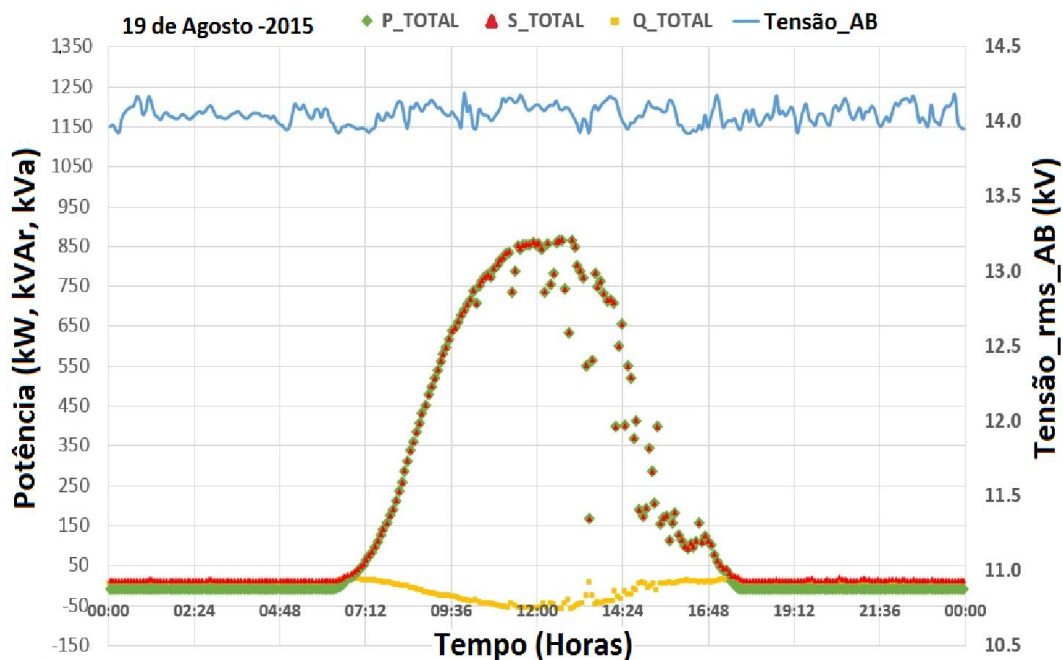


Figura 7.24 – Perfil de potência para um dia parcialmente nublado.

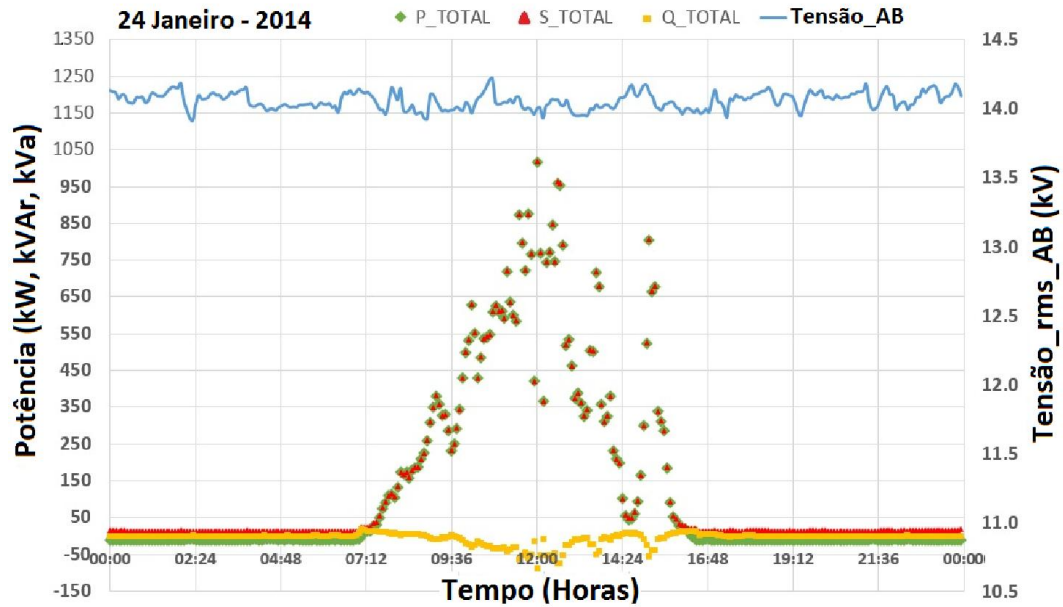


Figura 7.25 - Perfil de potência para um dia nublado.

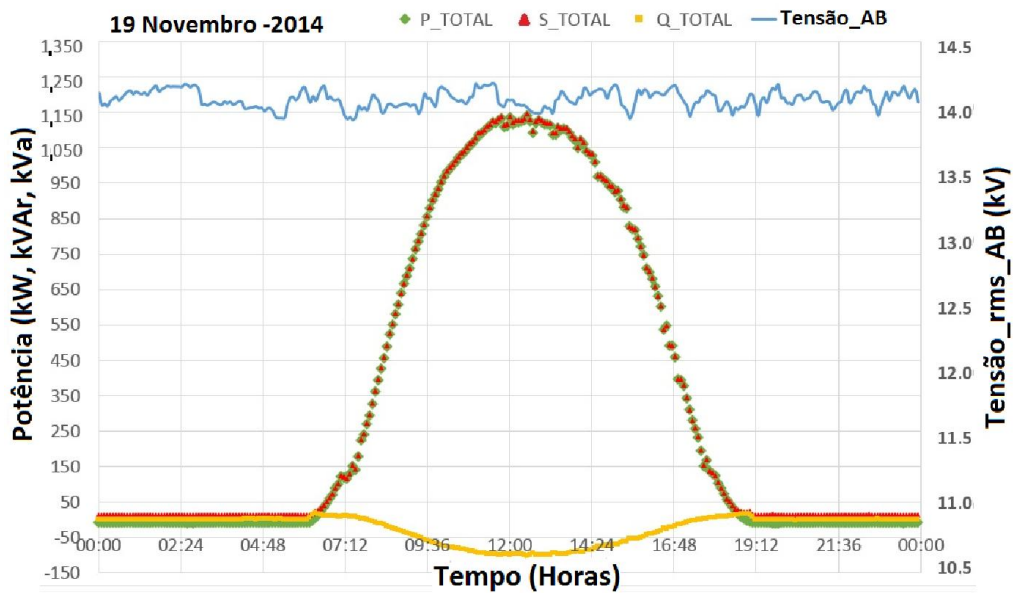


Figura 7.26 - Perfil de potência para um dia ensolarado (sem nuvens).

Como é possível observar a Fig. 7.24, Fig. 7.25 e Fig. 7.26, pode-se observar que a tensão fase - fase oscila dentro da faixa de 14,0 a 14,25 kV, que está acima da tensão nominal de 13,8 kV (1,4% a 3,2% acima do valor nominal, respectivamente). Esse fato é comum, uma vez que a usina fotovoltaica é conectada diretamente ao barramento da subestação, por meio de um alimentador dedicado. Além disso, nas mesmas figuras, os períodos sem geração fotovoltaica (das 18 h às 6 h aproximadamente), o sistema exibe um autoconsumo aproximado de 10 kW

que pode estar associado, principalmente, a perdas em transformadores e sistema de supervisão e controle.

A Fig. 7.24 mostra um perfil de potência para um dia parcialmente nublado. Para este dia, a irradiação atingiu 865 W / m^2 , ao meio-dia solar, e teve um dia de irradiação de $5,84 \text{ kWh / m}^2$. Para esta condição, a usina fotovoltaica atingiu uma produção média de energia de $5,03 \text{ MWh / dia}$ (866 kW de potência nominal) e um Y_F diário de $3,60 \text{ kWh / kWp}$ e PR igual a 62% . Para a Fig. 7.25, dias nublados, os valores da radiação solar foram de 797 W / m^2 (no meio-dia solar) e a irradiação foi de $4,26 \text{ kWh / m}^2 \cdot \text{dia}$. Neste dia, o sistema fotovoltaico gerou $3,55 \text{ MWh / dia}$ ($Y_F = 2,54 \text{ kWh / kWp / PR} = 60\%$) com potência nominal de $1,02 \text{ MW}$ ao meio-dia solar.

A Fig. 7.26 mostra o perfil de um dia ensolarado (sem nuvens) onde a geração FV atingiu o valor mais elevado de todos os dias monitorados, ou seja, potência nominal de $1,15 \text{ MW}$ ao meio-dia solar (1.162 W / m^2 , máxima irradiância registrada), geração de $8,66 \text{ MWh}$ ao longo do dia ($8,63 \text{ kWh / m}^2 \cdot \text{dia}$ registrada), Y_F igual a $6,20 \text{ kWh / kWp}$ e $PR = 72\%$. A Fig. 7.27 e a Fig. 7.28 mostram a potência reativa versus a potência ativa e o fator de potência (FP) como função da potência ativa para diferentes perfis de geração.

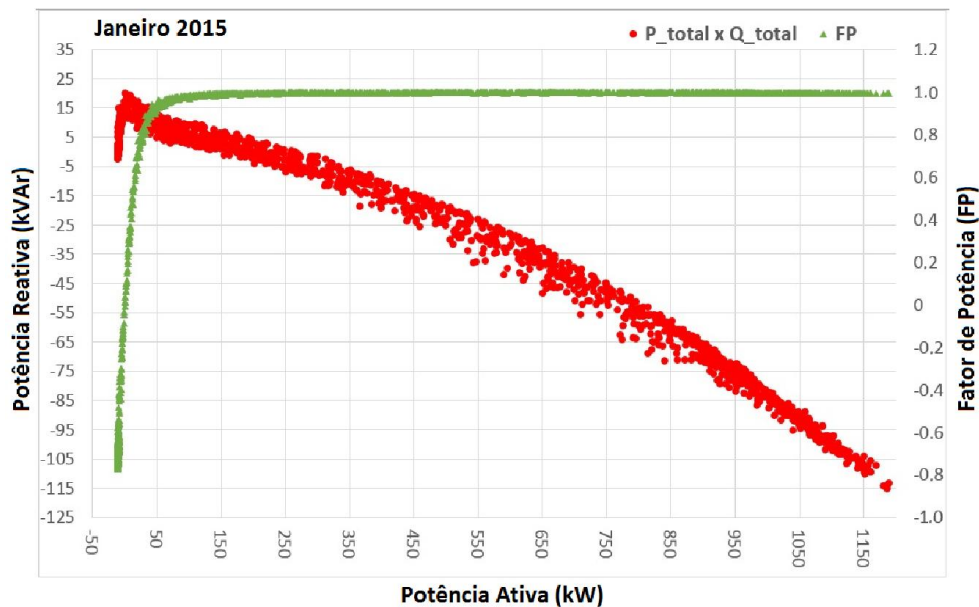


Figura 7.27 – Potências ativa e reativa e fator de potência em função da potência ativa.

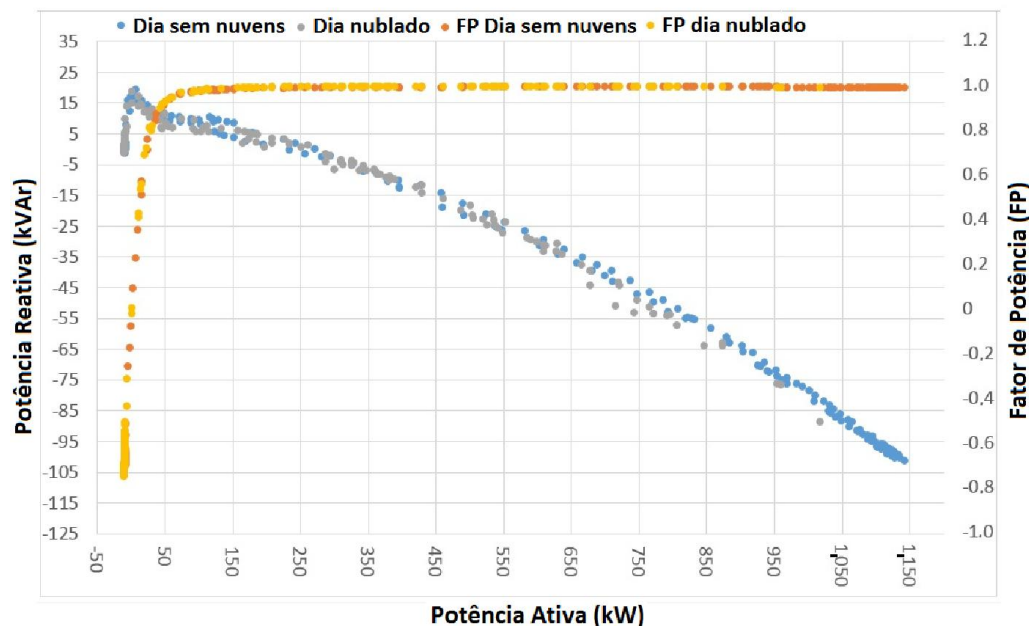


Figura 7.28 - Potência ativa e reativa e fator de potência como função da potência ativa para dias com diferentes perfis de geração.

As Fig. 7.27 e Fig. 7.28 demonstram que os fatores de potência da usina fotovoltaica estão próximos à unidade quando o sistema opera à potência nominal. É também possível notar uma tendência de diminuição dos valores do fator de potência quando submetidos a cargas parciais, sendo que o decréscimo do fator de potência é importante para a descrição da qualidade da energia (Macêdo e Zilles, 2007).

De acordo com o IEEE (2000), o fator de potência (FP) de um inversor deve sempre operar acima de 0,85 quando sua saída exceder 10% da potência nominal. No entanto, com o consentimento da concessionária de energia local, o fator de potência pode operar com valores abaixo de 0,85 para compensação ou correção. Atualmente, os inversores possuem mecanismos de controle que podem ajustar o fluxo de potência reativa de acordo com as necessidades da rede elétrica.

7.7. Medições em campo da potência / Curvas I-V em geradores da UFV Mineirão

A medição da potência CC (isto é, de curvas I-V e seus parâmetros elétricos) de geradores fotovoltaicos em campo é um procedimento de comissionamento bem estabelecido e utilizado conforme destaca diversos autores (Martinez-Moreno et al. (2015), Drnberger (2010) e Moreton, Lorenzo e Munoz (2014); (TamizhMani et al. (2011), Treble (1994), Martinez-Moreno et al. (2015), IEC 61829 (1995), IEC 61853 (2011) e Müllejans, Zaaiman e Galleano (2009)). Portanto, a metodologia utilizada neste trabalho consiste na medição da potência CC (corrente

/ tensão), em sol real, nos geradores fotovoltaicos escolhidos (*strings*) e instalados nos segmentos, em conjunto com um módulo FV de referência / célula FV de referência, da usina fotovoltaica do Mineirão. Os dados obtidos, através de uma campanha de medição, foram corrigidos com a medida padrão associada, ou seja, foram extrapolados para as Condições Padrão de Teste (STC). Portanto, foi possível identificar a potência real e reavaliar os parâmetros de desempenho apresentados anteriormente.

Para a campanha de medição foram utilizadas duas cargas capacitivas. A primeira, foi desenvolvida pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA) que pode obter, a sol real, as curvas I-V de um gerador fotovoltaico e de módulo FV de referência simultaneamente. O dispositivo possui as seguintes características elétricas: 0-500 Vcc \pm 0,5%; 0-50 Vcc \pm 0,5%; 0-20 Acc \pm 0,5%. A segunda carga capacitiva utilizada, é do fabricante Solmetric, modelo PVA 600, e o equipamento é encontrada no mercado para venda, portanto, é uma carga comercial e suas características elétricas são: 600 Vcc \pm 0,5%; 20 Acc \pm 0,5%.

Cabe salientar que a intenção de se utilizar duas cargas capacitivas na campanha de medição foi de comparar os resultados obtidos entre si e, portanto, conhecer a qualidade dos dados coletados (incluindo incertezas) de ambas as cargas.

Para obtenção dos dados provenientes da carga capacitiva do GEDAE, foi utilizado um osciloscópio digital portátil (*scopemeter*) do fabricante Fluke modelo 190 - 504 série II (quatro canais). Este equipamento pode medir muitos parâmetros elétricos tais como: tensão ($V_{ca_{rms}}$, Vcc, $V_{ca} + V_{cc_{rms}}$ até 1000 V \pm 1,5% $V_{nominal} / V_{cc} \pm$ 0,5%), corrente (0,5 A a 1000 A, CC \pm 0,5 %), potência (W, VA, Var, W), etc.

O módulo fotovoltaico utilizado como referência (sensor primário calibrado) é da mesma tecnologia dos painéis da usina, ou seja, é de silício cristalino (c-Si) com potência de pico de 22 Wp. O equipamento foi calibrado no Laboratório de Energia Solar do grupo GEDAE / UFPA em um simulador solar (fabricante Pasan) com classificação A + A + A +. Além disso, foi utilizada uma célula de referência, também de tecnologia c-Si (com correções de temperatura, espectral e angular), de precisão \pm 2% (utilizada como sensor secundário calibrado).

Em conjunto com os sensores fotovoltaicos de referência, também foram utilizados termopares tipo K de duas entradas que foram posicionados na parte posterior dos módulos fotovoltaicos (precisão $<2^{\circ}\text{C}$, incluindo limitações inerentes ao termopar / $0,1^{\circ}\text{C}$ de resolução) do *kit* de sensores sem fio (*wireless*) Solmetric.

Cabe salientar que ambas as referências (célula e módulo FV) foram acoplados em planos paralelos aos geradores fotovoltaicos (*strings*) da usina cuja a inclinação é de 8° . A Fig. 7.29 mostra a carga capacitiva desenvolvida pelo GEDAE / UFPA acoplada com o osciloscópio Fluke

190 e a Fig. 7.30, ilustra a célula / módulo FV de referência c-Si (coplanares ao gerador fotovoltaico), sensor de termopar e carga capacitiva comercial Solmetric (PVA 600).



Figura 7.29 – Carga capacitiva do GEDAE / UFPA conectada ao osciloscópio Fluke 190.

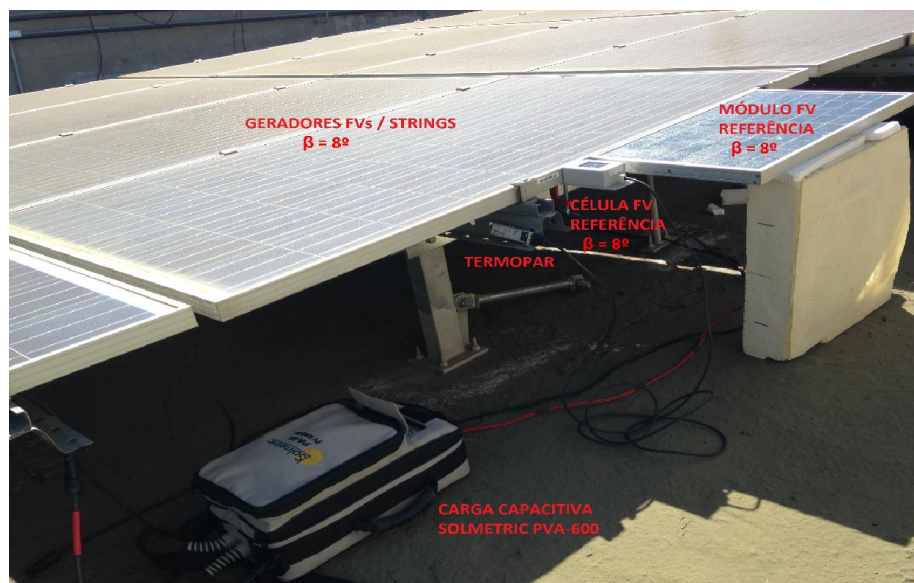


Figura 7.30 – Célula e módulo FV de referência coplanares ao gerador FV, sensor termopar e carga capacitiva comercial Solmetric (PVA 600).

A campanha de medição teve a duração de cinco dias (de 11 a 15 de julho de 2016, das 9:30 às 13:30 hrs) e foi realizada em sete segmentos, de 6-7 *strings* / segmento (9-10 módulos fotovoltaicos / *string*), da planta solar. Um ou dois geradores fotovoltaicos (PV1 / PV2) por segmento foram escolhidos para realização das medições (de 10 a 30 medições / gerador fotovoltaico).

Cabe ressaltar que a realização de medições em pequenas partes de uma usina solar é possível verificar o estado de operação dos módulos fotovoltaicos instalados. A Tab. 7.2 mostra os segmentos escolhidos e as características de seus geradores fotovoltaicos (PV1 / PV2). A Fig. 7.31 ilustra a localização de segmentos escolhidos (retângulos vermelhos) e a Fig. 7.32, exemplos de geradores PV 1 (retângulos pretos) e PV 2 (retângulos cinzentos) / número de módulos.

Tabela 7.2 – Número dos segmentos escolhidos e as características dos geradores FV.

Localização	Número segmento	PV1 - nº módulos por string (Potência de pico string)	PV2 - nº módulos por string (Potência de pico string)
Setor Norte	64	10 (2,4 kWp)	10 (2,4 kWp)
Setor Norte	67	10 (2,4 kWp)	10 (2,4 kWp)
Setor Norte	55	10 (2,4 kWp)	10 (2,4 kWp)
Setor Leste	45	9 (2,16 kWp)	9 (2,16 kWp)
Setor Sul	13	10 (2,4 kWp)	10 (2,4 kWp)
Setor Leste	37	9 (2,16 kWp)	9 (2,16 kWp)
Setor Oeste	01	9 (2,16 kWp)	9 (2,16 kWp)

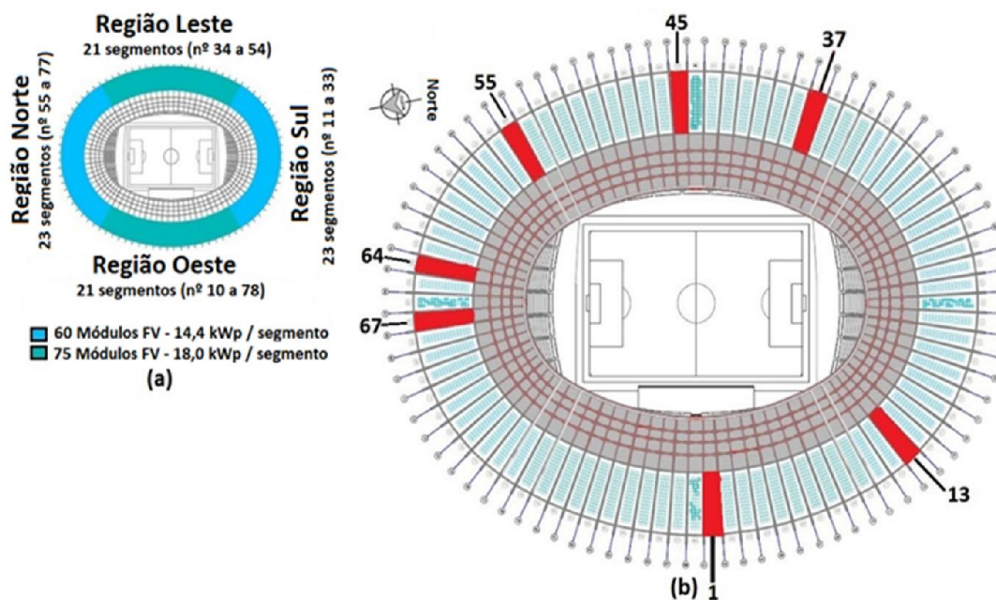


Figura 7.31 – (a) 88 segmentos com diferentes números de módulos FV (b) Localização dos segmentos escolhidos para a campanha de medição (retângulos vermelhos).

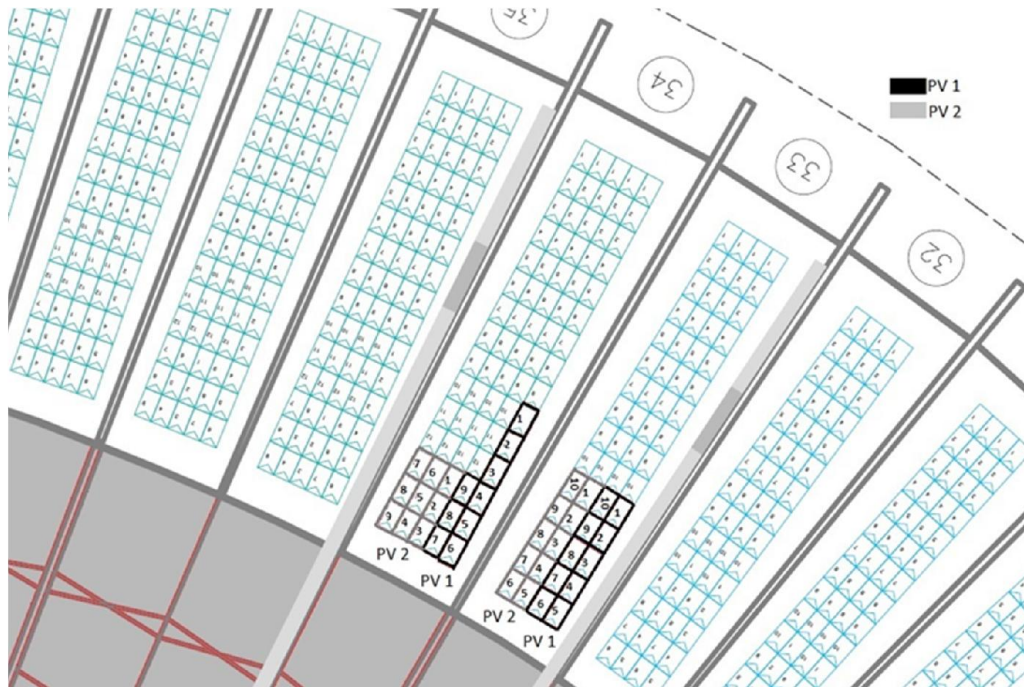


Figura 7.32 – Exemplo de gerador PV1 (retângulos pretos) / gerador PV2 (retângulos cinzas), número de módulos FVs.

Devido à superfície dos geradores fotovoltaicos da usina terem acumulado sujeira e poeira ao longo do tempo e por se tratar de ser o período de inverno, ou seja, sem chuvas no período que foram realizadas as medições, de forma aleatória, um módulo FV no gerador PV1 do segmento 13 foi limpo para obter curvas I-V sem interferência de sujeira e assim, ter uma medida de referência, nesta condição, para comparação e análise. A Fig. 7.33 ilustra o módulo FV limpo.



Figura 7.33 –Módulo FV limpo.

A translação das medições realizadas nas *strings* para as condições STC foi feita através da aplicação dos chamados procedimentos matemáticos, Müllejans, Zaaiman, Galleano (2009), IEC 60891 (2009), Hermann e Wiesner (1996), Kusko et al. (2013), Hishikawa et al. (2016), para a correção de temperatura e irradiação. Portanto, a potência STC real é derivada de duas etapas, ou seja, das medições realizadas em campo, e sua correção através de métodos matemáticos, Drnberger et al. (2010) e Hernann e Wiesner (1996). A Fig. 7.34 mostra estas duas etapas de caracterização da saída de strings com base em medições em campo.

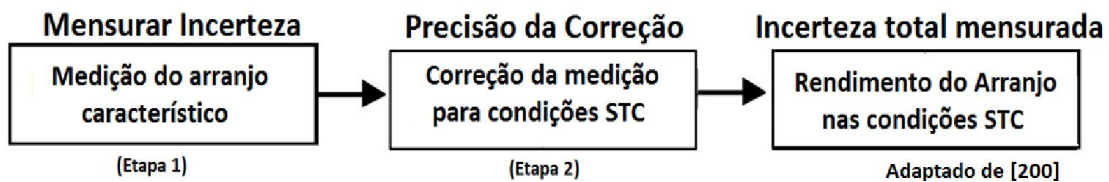


Figura 7.34 – Etapas para caracterização da performance de arranjos fotovoltaicos.

Conforme a Fig. 7.34 ilustra, ambas as etapas são afetadas com incertezas que podem ser classificadas em: incerteza na medição (U_{meas} , etapa 1 - introduzida pelo equipamento e sua cadeia de rastreabilidade) e incerteza na precisão do processo de translação (U_{corr} , etapa 2). Esta última, pode ser interpretada como: a capacidade do modelo matemático de translação utilizado em descrever o comportamento do módulo FV, a incerteza dos parâmetros do modelo matemático em uso e as condições de medição no ambiente (ex: recurso solar, temperatura). Portanto, a incerteza introduzida pela correção (método de extrapolação) será menor quando as condições reais estiverem mais próximas das condições STC como destaca Drnberger et al. (2010). Por fim, as duas etapas resultam na incerteza global (U_{tot}).

Neste trabalho, utilizou-se o método 1 (procedimento algébrico) proposto pela norma IEC 60891 (2009) para realizar a translação dos dados medidos em campo para as condições STC. A Eq. 7.1 e Eq. 7.2, mostram as equações de correção utilizadas.

$$I_{STC} = I_m + \left(\frac{1000 \frac{W}{m^2}}{G_m} - 1 \right) \times I_{SC,m} + \alpha (T - 25^{\circ}C) \quad (7.1)$$

$$V_{STC} = V_m - R_s (I_{STC} - I_m) - K \times I_{STC} (T_c - 25^{\circ}C) + \beta (T - 25^{\circ}C) \quad (7.2)$$

Onde: V é a tensão, I é a corrente, G é a irradiância e Tc é a temperatura da célula. O índice m representa a quantidade medida, STC para a quantidade corrigida para STC. α é o coeficiente

de temperatura da corrente de curto-circuito, β é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto, k é o fator de correção da curva e R_s é a resistência em série.

Para calcular a incerteza global (U_{tot}), foi utilizado o método usual denominado de lei de propagação / combinação de incertezas amplamente citado na literatura (Hermann e Wiesner (1996), Montes-Romero (2016), Hansen e Martin (2015), JCGM (2010), Richter et al. (2015)). Aplicando esta metodologia às equações de correção (Eq. 7.1 e Eq. 7.2) e de acordo com o método do tipo B⁸⁰, conforme proposto em ISO/IEC (2008), uma vez que não são realizadas um número estatisticamente relevante de medições em um gerador fotovoltaico (PV1 / PV2), a incerteza combinada da potência corrigida (P_{STC}) é calculada através das equações Eq. 7.3 e Eq. 7.4.

$$U_{P_{STC}} = \sqrt{\sum_i^n u_{x_i}} \quad (7.3)$$

Sendo,

$$u_{x_i} = \left(\frac{\partial P_{STC}(x_i, \dots, x_n)}{\partial x_i} \right)^2 \Delta x_i^2 \quad (7.4)$$

Onde: P_{STC} é a tensão e a corrente no ponto de potência máxima em STC ($V_{PMP, STC} / I_{PMP, STC}$) de acordo com a Eq. 7.1 e Eq. 7.2. x_i são todas as quantidades medidas e os parâmetros necessários para a determinação do P_{STC} .

7.8. Incerteza Padrão⁸¹ / Combinada

De acordo com Drnberger et al. (2010) o cálculo descrito na seção anterior é bem-sucedido, se:

- as medições são efetuadas em condições estáveis e com irradiância $\geq 800 \text{ W / m}^2$;
- a irradiância deve ser medida com um dispositivo de referência calibrado rastreável (de preferência com uma resposta espectral muito semelhante aos módulos FV do conjunto sob ensaio);

⁸⁰ Há dois tipos de incertezas (A e B). No Tipo A são considerados todos os métodos que envolvem a análise estatística de uma série de observações. No Tipo B são utilizados métodos que não dependem da análise estatística das séries de observações. O resultado da avaliação da incerteza do tipo B pode ser interpretado como um desvio padrão.

⁸¹ Incerteza do resultado de uma medição expressa como um desvio padrão.

- o sensor de referência deve ser acoplado com a mesma inclinação e orientação que os módulos FV e, de preferência, próximo a string a ser medida.

Portanto, o cálculo da incerteza para P_{stc} foi realizado quando todos os itens descritos acima foram obtidos. A Tab. 7.3 mostra o resultado da incerteza combinada para a irradiância medida para valores referentes à célula de referência e ao módulo FV padrão utilizados neste trabalho.

Tabela 7.3 – Incerteza combinada da irradiância medida para valores referentes a célula e módulo FV de referência.

Incerteza Combinada para Irradiância Medida					
Incertezas Padrão	Célula Referência		Módulo Referência		
	[%]	Referência	Incertezas Padrão	[%]	Referências
Valor Calibração	2	Woyte et al. (2014); Moreno-Garcia et al. (2016); IEC 61724 (1998)	Acoplamento Espectral	< ± 0,0125	Spertino e Corona (2013); Carrillo e Martinez-Moreno (2015)
Valor Calibração Não Corrido	0,01	Müller et al. (2014)	Não-uniformidade	< 0,01	
Estabilidade	2	Drnberger et al. (2010)	Instabilidade	< 0,01	
Resistência <i>Shunt</i>	0,15	Woyte et al. (2014); Moreno-Garcia et al. (2016); IEC 61724 (1998)	Tipo de Dispositivo em Teste (DUT*)	Mono-crystalino (m-Si)	
Temperatura @ 40 °C	0,3	Drnberger et al. (2010)	Dispositivo de Referência	m-Si, mesmo modelo do DUT	
Coefficiente de Temperatura	0,25	Drnberger et al. (2010)	Incerteza do Dispositivo de Referência em I _{sc} e Voc	0,016, 0,012	
Sistema Aquisição de Dados	0,03	Drnberger et al. (2010)	Ângulo Maximo de Incidência	15°	
Desacoplamento Espectral	0,8	Müller et al. (2014)	SMM	Considerado	
Inomogeneidade	0,5	Drnberger et al. (2010)	Sistema Aquisição de Dados	0,03	
Incerteza Combinada @ 40 °C	3,01%		Uc no P _{máx} (fator de convergência k=2)	3,00%	

Como pode ser observado na Tab. 7.3, a incerteza combinada da irradiância medida para as células e o módulo FV de referência obtiveram resultados iguais, ou seja, 3%. A Tab. 7.4 ilustra a incerteza padrão típica e o resultado da incerteza combinada para a temperatura medida neste trabalho.

Tabela 7.4 – Incerteza combinada para temperatura medida.

Incerteza Padrão Típica para Temperatura Medida			
	Incerteza Absoluta	Incertezas Padrão [%]	Referências
Termopar tipo K	n/a	0,75	Carigiet et al. (2013)
Diferença entre parte posterior módulo / junção	0,5 K	0,7	Drnberger et al. (2010)
Inomogeneidade da Temperatura	2 K	2,6	Drnberger et al. (2010)
Sistema de Aquisição de Dados	n/a	0,03	Drnberger et al. (2010)
Incerteza Combinada @ 45 °C		2,80%	

Conforme apresenta a Tab. 7.4, a incerteza combinada encontrada para temperatura medida foi de 2,8%. Além disso, é importante lembrar que quanto mais próxima a temperatura da célula / módulo FV de referência for de 25°C, menor será a incerteza.

As curvas I-V de PV1 e PV2 são medidas com cargas capacitivas, portanto, os instrumentos de medição e sua calibração são decisivos para a incerteza. A Tab. 7.5 resume as incertezas estimadas para as cargas capacitivas Solmetric e Gedae.

Tabela 7.5 - Incertezas de medição das cargas capacitivas.

Incertezas na Medição da Curva I-V (Carga Solmetric)			
Incertezas Padrão		Considerado [%]	Referências
Corrente	<5%	1	Woyte et al. (2014); Moreno-Garcia et al. (2016); IEC 61724 (1998)
Tensão	<5%	1	
Isc	<3%	2	
Voc	<2%	2	
Pmpp	<2%	2	
Incerteza combinada		3,74%	

Incertezas na Medição da Curva I-V (Carga Capacitiva Gedae)			
Incertezas Padrão		Considerado [%]	Referências
Corrente	<5%	0,5	Woyte et al. (2014); Moreno-Garcia et al. (2016); IEC 61724 (1998)
Tensão	<5%	0,5	
Isc	<3%	2	
Voc	<2%	2	
Pmpp	<2%	2	
Incerteza combinada		3,54%	

Como pode ser visto na Tab. 7.5, os resultados obtidos para as incertezas combinadas dos traçadores da curva I-V Solmetric e Gedae são bem próximos para os parâmetros considerados fornecidos pelos fabricantes (Solmetric (2011), Photon (2012), Fluke (2011)). A Tab. 7.6 exemplifica as incertezas de medição obtidas para o gerador PV1 no segmento 64 (irradiância a 805 W / m² e temperatura de célula a 45 °C) utilizando o dispositivo Solmetric.

Tabela 7.6 - Incertezas de medição para gerador PV1 /segmento 64.

Incertezas na Medição		
	Valor Medido	Incerteza Padrão
Irradiância	805 W/m ²	3%
Temperatura	45°C	2,80%
Potência Medida	1.891 Wp	2%
Isc Medido	7.25 A	2%
Voc Medido	353 V	2%
Incerteza combinada		5,37%

De acordo com a Tab. 7.6, e para os valores medidos em campo, o gerador PV1 localizado no segmento 64 da usina solar obteve uma incerteza combinada da ordem de 5,37%.

Em relação aos parâmetros α , β , K (que descrevem o comportamento de um módulo FV à diferentes temperaturas) e R_s (resistência em série), do modelo matemático aplicado e necessários para a correção de STC de acordo com o procedimento 1 da IEC 60891 (2009), foram utilizados os parâmetros sugeridos por Drnberger et al. (2010) que analisaram cerca de 120 medidas de coeficientes de temperatura e cerca de 80 medições em diferentes níveis de irradiância. As incertezas padrão foram calculadas como a raiz de somas quadradas das incertezas contribuintes. A Tab.7.7 ilustra os resultados da estimativa das incertezas dos parâmetros de correção para um módulo FV policristalino (p-Si).

Tabela 7.7 - Incertezas padrão estimadas.

poly (reference [10])		
	[%]	[W]
α	35	8
β	11	42
K	34	11
R_s	30	29

As contribuições absolutas (em W) para a incerteza combinada de P_{STC} , ou seja, os somatórios na Eq. 7.3, para a irradiância ≥ 800 W / m² e temperatura 45 °C está presente na Tab.7.8.

Tabela 7.8 - Contribuições para a incerteza combinada de P_{STC} para todos os parâmetros considerados com irradiância $\geq 800 \text{ W / m}^2$ e temperatura $45 \text{ }^\circ\text{C}$.

$U_{xi} \text{ [W]}$	[%]	[W]
α	35	8
β	11	42
K	34	11
R_s	30	29
I_{mpp}	0.5	25
V_{mpp}	0.5	30
E	3	58
I_{sc}	2	2
Tarray	2.8	20
$U_{PTC(K=1)}$		90
$U_{PTC,relative(K=2)}$	N/A	4%

A Tab. 7.8 mostra o resultado para a incerteza combinada de P_{STC} , 4,0%, o que é semelhante ao encontrado por Drnberger et al. (2010) (4,2%, para as mesmas condições). Drnberger et al. (2010) também encontraram valores de incerteza combinada para P_{STC} , ou seja, 3,2% e 6,4% para temperaturas de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e $65 \text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente. Neste trabalho, foi considerado um valor médio de 4,6% de incerteza combinada para P_{STC} , a partir de medições que obtiveram valores de irradiância iguais ou acima de 800 W / m^2 e temperatura de célula entre $45 \text{ }^\circ\text{C}$ e $65 \text{ }^\circ\text{C}$.

É importante mencionar que cada medida tem sua própria incerteza que depende do sistema de medição e condições meteorológicas. Além disso, as indicações que dão incertezas gerais de medição, sem se referirem as condições específicas, devem ser interpretadas como um valor mínimo.

Finalmente, é importante destacar que o procedimento de medição não interferiu, significativamente, na operação da instalação fotovoltaica, uma vez que somente o inversor referente ao gerador fotovoltaico que está sendo medido em determinado momento foi desconectado do sistema. As medições foram realizadas nos segmentos onde as *strings* estão conectadas com conector do tipo MC4 (positivo e negativo), necessitando de desconexão momentânea da string para o respectivo inversor já desconectado, portanto, não ofereceu nenhum risco para os técnicos e para a planta fotovoltaica durante a campanha de medição.

7.9. Monitoramento da usina fotovoltaica durante a campanha de medição

Como já descrito anteriormente, os parâmetros elétricos, do lado CA, da usina fotovoltaica do Mineirão foram coletados no ponto de acoplamento comum (PAC) e a radiação solar global (GHI) foi coletada através de uma estação solarimétrica do INMET. Durante a campanha de medição, estas medidas foram novamente coletadas e foram importantes para compreender o comportamento de todo o sistema fotovoltaico durante o período. A Fig. 7.35 ilustra a irradiância / irradiação global, plano horizontal, e a Fig. 7.36 apresenta os resultados do monitoramento de potência ativa, reativa e aparente (gráficos gaussianos), bem como as tensões de fase (linhas acima no gráfico) para o período em questão.

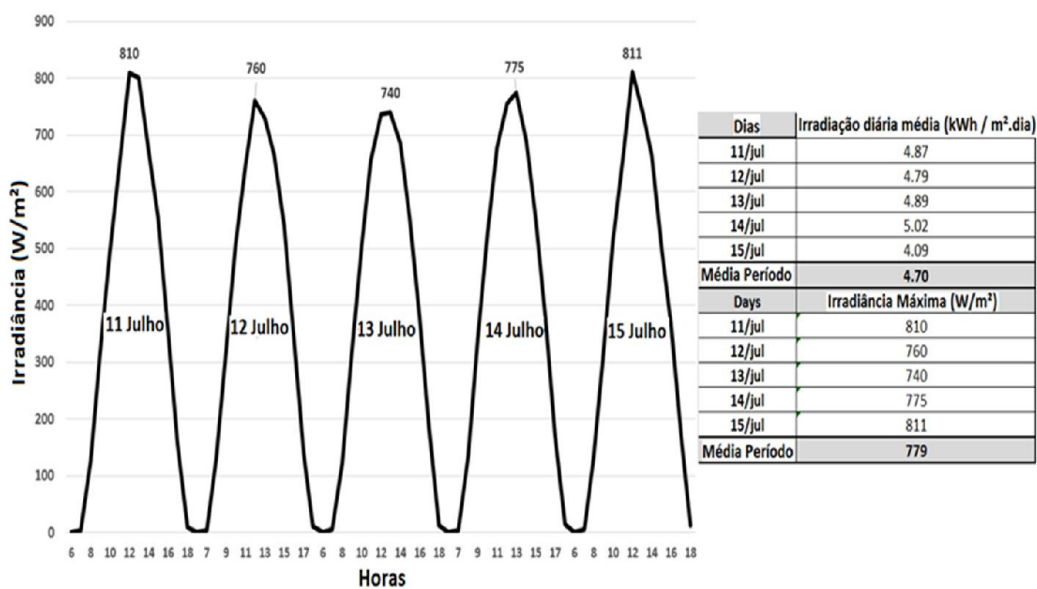


Figura 7.35 – Perfil irradiância / irradiação global, plano horizontal, para o período de medição.

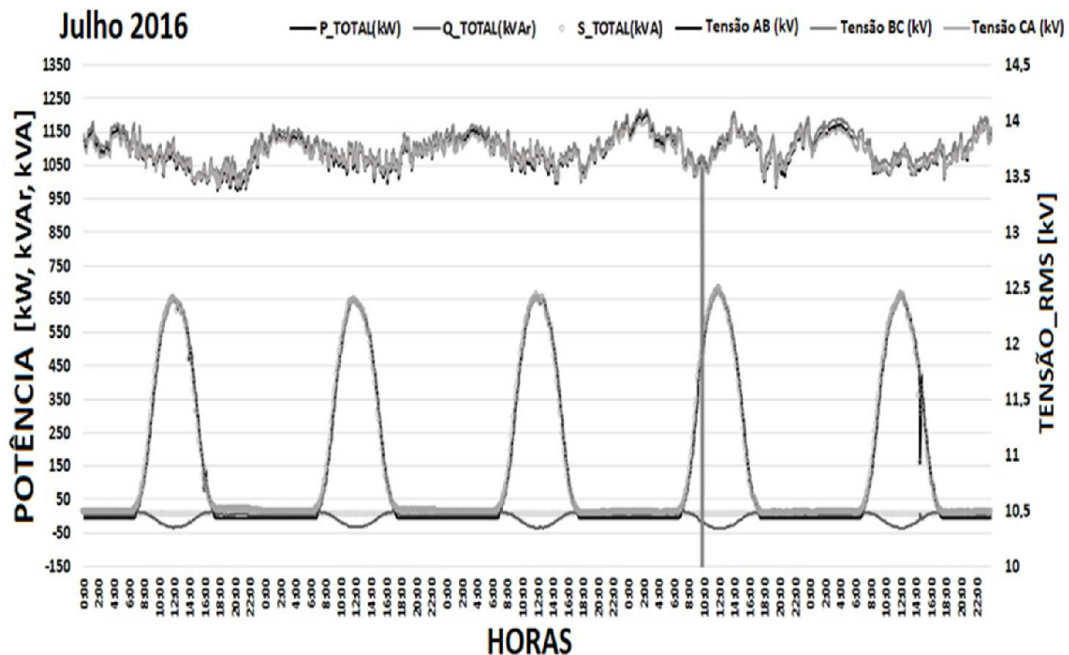


Figura 7.36 – Perfil de potência e tensão para o período monitorado.

Como mostra a Fig. 7.35, durante a campanha de medição, os dias foram ensolarados, sem praticamente nenhuma obstrução da energia solar incidente ocasionada por nuvens, dias tipicamente de inverno, com média de $4,70 \text{ kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{dia}$ para a irradiação média diária global e média máxima de $779 \text{ W} / \text{m}^2$ para a irradiância global. A Fig. 7.36 mostra, para todos os dias monitorados, e da mesma forma o que ocorreu no período de outubro de 2014 a setembro de 2015, que a energia reativa (Q) é sempre negativa, sendo caracterizada como indutiva e a potência ativa (P) está próxima da potência aparente (S) indicando uma baixa demanda reativa no ponto de medição. É possível notar também que a potência reativa é absorvida pelo sistema e essa acompanha a variação da potência ativa produzida ao longo do dia.

Além disso, na Fig. 7.36, a tensão fase-fase oscila ao longo do dia, alcançando, eventualmente, um valor abaixo da tensão nominal de $13,8 \text{ kV}$ sendo possível observar uma queda de tensão na fase BC em 14 de julho. A Fig. 7.37 e Fig. 7.38 ilustram os resultados máximos de geração (energia) e potência atingidos para o período.

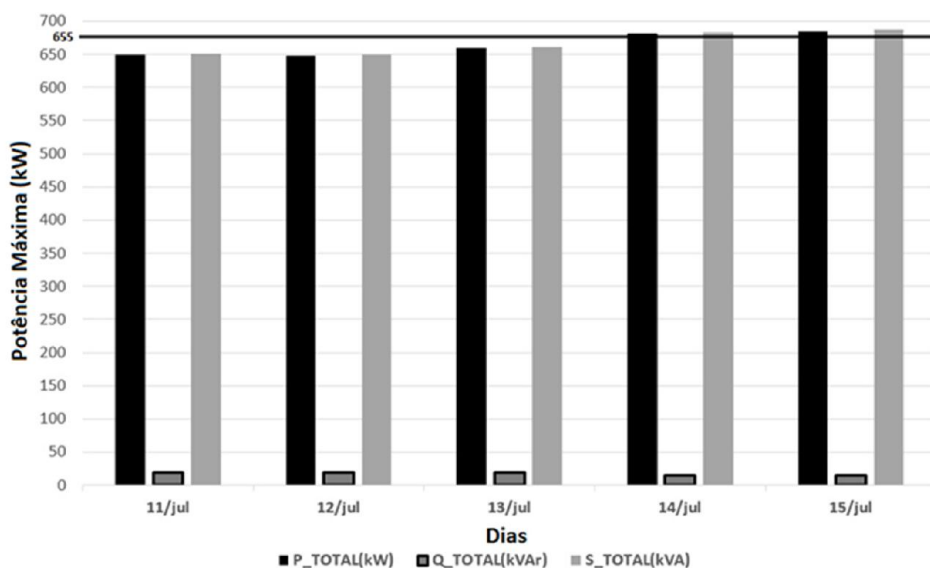


Figura 7.37 – Potências máximas geradas para o período monitorado.

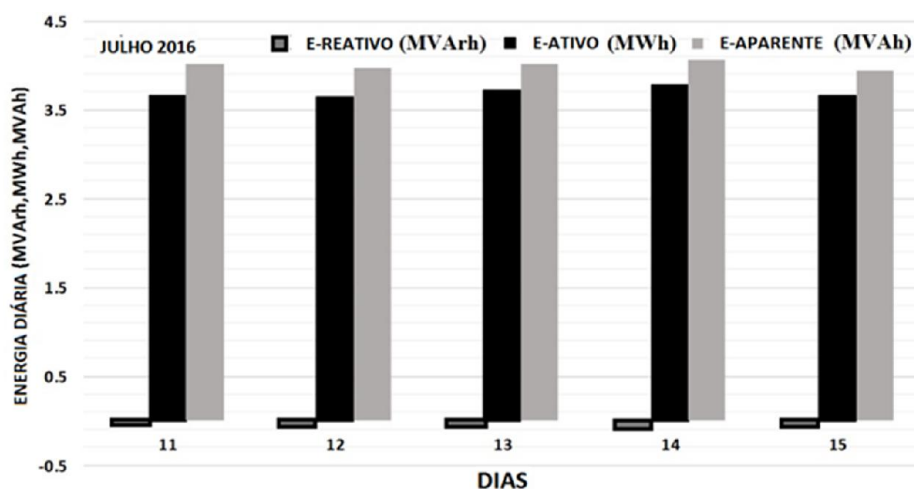


Figura 7.38 – Energia máximas geradas para o período monitorado.

Com o recurso solar disponível, apresentado na Fig. 7.35, o sistema fotovoltaico atingiu, em média, um máximo de 665 kW de potência ativa (linha negra na Fig. 7.37). Este valor quando refletido para o lado CC, considerando uma eficiência de conversão CC-CA de 98,5% para o inversor Ingeteam 15 TL+ transformadores (97%), é igual a 695 kW, ou seja, 49% da potência total (1,42 MWp) do sistema fotovoltaico.

A Fig. 7.38 mostra as energias diárias máximas (MWh, MVArh e MVAh) para os dias 11 a 15 de julho. Durante esse período, o sistema apresentou uma geração média de 2,28 MWh / dia (2.280 kWh / dia) e uma geração total de 11,42 MWh. Em média, a energia específica final diária (daily final yield) durante o período monitorado foi de 1,61 kWh / kWp (considerando a potência

nominal do sistema fotovoltaico, isto é, 1,42 MWp). Este valor, quando extrapolado para um mês, atinge aproximadamente 48,17 kWh / kWp.

Portanto, o sistema apresentou um rendimento final médio diário abaixo do esperado durante o período de medições, se comparado, com outros sistemas fotovoltaicos instalados em outros países e no Brasil como por exemplo: na Alemanha, na Itália, nos EUA e na Austrália (a energia específica diária (Final yield) médio de sistemas fotovoltaicos varia de $2,54 \pm 0,24$ kWh / kWp a $5,22 \pm 0,44$ kWh / kWp conforme IEA (2014). Já para a região metropolitana de Belo Horizonte, a energia específica varia entre $3,68 \pm 0,51$ kWh / kWp a $4,01 \pm 0,64$ kWh / kWp como demonstra Nolasco et al. (2016) e, mais especificamente, para o sistema fotovoltaico do Mineirão, através de simulações utilizando o software PVsyst foi encontrado o valor de 3,21 kWh / kWp (Martifier solar, 2013).

7.10. Potência real e curvas I-V dos geradores PV1 e PV2

Nesta seção, são mostrados e discutidos os resultados das medições de potência real (em campo) e das curvas I-V nos geradores PV1 e PV2 da usina FV do Mineirão. Primeiramente, são apresentadas as medidas realizadas em um módulo fotovoltaico escolhido, aleatoriamente, de um gerador fotovoltaico no segmento 13. Em seguida, os resultados da campanha de medição em todos os segmentos apresentados na Tab. 7.2.

7.10.1. Medições em um módulo fotovoltaico

As medidas foram efetuadas com as duas cargas capacitivas e, inicialmente, com o módulo fotovoltaico na condição que se encontrava em campo, ou seja, com poeira em sua superfície. Posteriormente, o módulo fotovoltaico foi limpo e as medições foram realizadas nesta condição. A Tab. 7.9 ilustra as características elétricas em Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions* - STC) para os módulos FV MPrime - Modelo M 240 P (dados retirados da etiqueta ("label") localizada na parte posterior do módulo fotovoltaico) e modelo Tpsm 222155E (módulo FV de referência, dados obtidos por um simulador solar como descrito anteriormente). A Tab. 7.10 e Tab. 7.11 mostram os resultados encontrados pelas medições realizadas nestas duas situações distintas (limpo / "empoeirado").

Tabela 7.9 - Características elétricas, em condições STC, para os módulos FV MPrime e Tpsm.

Parâmetros Elétricos	Módulos FV	
	Mprime	Tpsm 2221
Voc (V)	37,6	21,6
Isc (A)	8,60	1,47
Vmpp (V)	29,60	17,66
Impp (A)	8,24	1,31
Pmpp (W)	243,81	22,17
Intervalo de classificação	0/+5W	N/A
Tolerância de medição	3%	N/A

Tabela 7.10 – Resultados das medições realizadas nos módulos FV com as cargas capacitivas (a) Gedae / (b) Solmetric em condições com poeira (*dirty*).

Carga capacitiva GEDAE (a)										
Identificação		Parâmetros			Módulo FV de Referência		Módulo FV poeira - DUT		Diferença Relativa em STC	
Data	Hora	G (W/m ²)	TcDUT (°C)	TcREFMOD (°C)	Pmeasured (W)	Pextra STC (W)	Pmeasured (W)	Pextra STC (W)	Reference Mod. Tab. 8 (%)	DUT Tab. 8 (%)
13/07/2016 (Segmento 13)	11:30:04	689,68	52,23	49,62	13,22	21,98	111,76	182,66	-0,86	-25,08
	11:31:17	692,90	49,29	46,82	13,39	21,86	110	176,78	-1,39	-27,49
	11:32:19	693,54	49,30	46,83	13,28	21,67	110,65	179,44	-2,26	-26,40
	11:33:16	693,22	52,29	49,68	13,37	22,05	113	183,26	-0,52	-24,83
	11:34:14	696,44	51,84	49,25	13,34	21,81	111,1	179,32	-1,64	-26,45
	11:34:57	696,44	51,84	49,25	13,31	21,83	110,88	179,28	-1,52	-26,48
	11:36:27	686,78	51,18	48,62	13,03	21,55	110	180,34	-2,78	-26,03
	11:36:59	690,00	50,74	48,20	13,03	21,52	110	178,55	-2,94	-26,77

11:37:3 2	691,29	51,76	49,17	13,22	21,66	111,19	180,4 0	-2,30	-26,01
11:38:4 9	695,79	51,83	49,24	13,2	21,43	110,74	179,5 4	-3,33	-26,36
Média	692,61	51,23	48,67	13,24	21,74	110,93	179,9 6	-1,95	-26,19

Carga capacitiva Solmetric (b)										
Identificação		Parâmetros			Módulo FV de Referência		Módulo FV poeira- DUT		Diferença Relativa em STC	
Data	Hora	G(W/m ²)	TcDUT(°C)	TcREFMOD (°C)	Pmeasured (W)	Pextra STC (W)	Pmeasured (W)	Pextra STC (W)	Reference Mod, Tab, 8(%)	DUT Tab, 8(%)
13/07/2016 (Segmento o13)	11:49:5 2	675,7 5	43,89	41,69	12,53	21,44	113,51	183,8 6	-3,29	24,6
	11:51:0 5	680,4 9	43,89	41,69	12,63	22,09	115,35	185,0 0	-0,35	24,1
	11:51:3 7	681,2 8	44,44	42,22	12,7	21,59	114,88	184,7 5	-2,60	24,2
	11:52:0 5	679,7 0	44,44	42,22	12,7	21,60	115,02	184,4 8	-2,55	24,3
	11:52:2 9	681,2 8	43,89	41,69	12,5	21,53	115,38	184,0 5	-2,87	24,5
	11:52:5 6	682,8 5	43,89	41,69	12,72	21,56	115,72	185,5 4	-2,75	23,9
	11:53:1 9	685,2 2	43,89	41,69	12,83	21,80	116,24	184,6 6	-1,68	24,3
	11:53:4 7	686,0 1	43,89	41,69	12,86	21,65	115,86	183,8 1	-2,35	24,6
	11:54:1 0	685,2 2	44,44	42,22	12,9	21,75	115,64	183,9 1	-1,92	24,6
	11:54:4 7	682,4 6	45,56	43,28	12,95	21,83	114,66	184,4 1	-1,52	24,4
	Média	682,0 3	44,22	42,01	12,73	21,68	115,23	184,4 5	-2,2	-24,35

Tabela 7.11 – Resultados das medições realizadas nos módulos FV com as cargas capacitivas (a) Gedae / (b) Solmetric em condições limpo (*clean*).

Carga capacitiva GEDAE (a)										
Identificação		Parâmetros			Módulo FV de Referência		Módulo FV Limpo- DUT		Diferença Relativa em STC	
Data	Hora	G(W/m ²)	TcDUT(°C)	TcREFMO D (°C)	Pmeasure d (W)	Pextra STC (W)	Pmeasure d (W)	Pextra STC (W)	Reference Mod. Table 8 (%)	DUT Table 8 (%)
13/07/2016 (Segmento 13)	12:21:06	713,49	54,62	52,62	13,95	21,98	128,0	204,38	-0,88	-16,2
	12:21:52	713,49	55,12	52,62	13,3	21,53	126,93	202,12	-2,90	-17,1
	12:22:25	715,42	55,16	52,66	13,44	21,76	126,93	202,07	-1,86	-17,1
	12:22:51	719,61	55,22	52,72	13,51	21,70	127,0	202,02	-2,13	-17,1
	12:23:22	719,29	55,22	52,72	13,33	21,39	128,9	204,15	-3,50	-16,3
	12:23:42	716,71	53,18	50,18	13,33	21,12	123,55	195,09	-4,74	-20,0
	12:24:00	720,57	53,24	50,24	13,4	21,17	124,99	196,72	-4,50	-19,3
	12:24:27	717,35	52,69	50,19	13,47	21,34	124,08	195,98	-3,74	-19,6
	12:24:47	719,61	52,72	50,22	13,43	21,19	124,35	195,36	-4,42	-19,9
	12:25:15	723,79	52,79	50,29	13,6	21,30	126,93	198,29	-3,91	-18,7
	Média		717,93	54,00	51,45	13,48	21,45	126,17	199,62	-3,26

Carga capacitiva Solmetric (b)										
Identificação		Parâmetros			Módulo FV de Referência		Módulo FV Limpo- DUT		Diferença Relativa em STC	
Data	Hora	G (W/m ²)	TcDUT (°C)	TcREFMO D (°C)	Pmeasure d (W)	Pextra STC (W)	Pmeasure d (W)	Pextra STC (W)	Reference Mod. Tab, 8 (%)	DUT Tab, 8 (%)
13/07/2016 (Segmento 13)	12:25:42	726,37	52,83	50,33	13,75	21,59	126,72	196,57	-2,63	-19,4
	12:26:16	727,01	53,34	50,34	13,68	21,44	127,96	199,67	-3,28	-18,1
	12:26:53	725,40	53,32	50,32	13,48	21,30	126,88	197,94	-3,92	-18,8
	12:27:17	724,43	53,30	50,30	13,60	21,29	127,00	199,34	-3,99	-18,2
	12:27:42	725,08	52,81	50,31	13,78	21,61	126,49	196,74	-2,55	-19,3

12:28:0 6	726,37	53,33	50,33	13,62	21,4 5	126,97	197,8 5	-3,24	-18,9
12:28:3 5	728,62	49,87	47,87	13,65	21,0 2	127,85	195,2 9	-5,17	-19,9
12:29:4 2	725,08	52,31	50,31	13,61	21,4 8	128,01	199,4 8	-3,10	-18,2
12:30:2 9	728,30	52,86	50,36	13,79	21,7 1	127,00	197,4 8	-2,10	-19,0
12:30:5 3	726,37	52,33	50,33	13,60	21,4 6	126,88	196,4 3	-3,22	-19,4
Média	726,37	52,33	50,33	13,60	21,4 6	126,88	196,4 3	-3,22	-19,43

A Tab. 7.10 (a) / (b) e Tab.7.11 (a) / (b) ilustram os resultados encontrados nas medições nos módulos FV MPrime e de referência. Estas tabelas apresentam, para cada medida, a irradiância global (G), a temperatura de célula no dispositivo em teste (Device Under Test – DUT), ou seja, no módulo FV MPrime (TcDUT), a temperatura de célula no módulo FV de referência (TcREFMOD), a potência medida (Pmeasured), a potência extrapolada para as condições STC (Pextra STC). Além disso, as tabelas mostram as diferenças relativas entre Pextra STC (para os módulos FV de referência e MPrime) e os dados de potência 22,17 Wp (obtidos através de um simulador solar, ver Tab. 7.9) e 243,81 Wp (retirado do rótulo na parte posterior do módulo FV MPrime, ver Tab. 7.9).

Conforme apresentado na Tab. 7.10 (a) e (b), condições com poeira, a média Pmeasured, para as duas cargas capacitivas, estão próximas (110,93 W carga Gedae / 115,23 W carga Solmetric) para valores de irradiância e de temperatura da célula similares possuindo uma diferença relativa da ordem de 3,7%. Quando estas medidas são extrapoladas para as condições STC, a diferença relativa diminui para 2,4%. Portanto, essa diferença mostra a consistência nas medições realizadas pelas cargas capacitivas do Gedae e Solmetric. A Tab. 7.10 (a) e (b), mostram também a boa correlação entre as medições feitas no módulo FV de referência com apenas 2,1% (em média) de diferença relativa (referência Tab. Mod. 8). Tal fato, significa a introdução de um parâmetro de erro (em valor absoluto) baixo nas medidas em conjunto com o módulo FV MPrime (DUT), isto é, 179,96 W + 1,95% (183,46 W usando carga Gedae) e 184,45 W + 2,2% (188,51 W com carga Solmetric). Portanto, o parâmetro de erro encontrado demonstra a confiabilidade em se utilizar este módulo fotovoltaico (Tpsm 2221) como referência para todas as medições. Por fim, os resultados para a diferença relativa para o módulo FV MPrime (DUT Tab.8), em média, foram elevados (-26,19% carga Gedae / -24,35% carga Solmetric).

Quando o módulo FV MPrime foi limpo, Tab. 7.11 (a) e (b), (condições limpas), a média Pmeasured para as duas cargas capacitivas tornaram-se mais próxima (126,17 W Carga Gedae /

126,88 W Carga Solmetric) para condições de temperatura da célula e irradiância semelhantes e a diferença relativa diminui para menos de 1,0%. Quando estas medidas são extrapoladas para as condições STC, ocorre uma diferença relativa de 1,6%. A Tab. 7.11 (a) e (b), ainda mostra uma boa relação para o módulo fotovoltaico de referência com parâmetro de erro (diferença relativa) na ordem de 3,24% em média.

Comparando a diferença relativa para o DUT da Tab. 7.11 (a) e (b), com os resultados obtidos na Tab. 7.10 (a) e (b), em média, os resultados obtidos ficaram mais baixos, mas mesmo assim, os valores continuam elevados para um módulo fotovoltaico sem poeira (-18.13% para a carga Gedae / -19.43% para a carga Solmetric). Desta forma, foi encontrada uma contribuição (absoluta) da poeira na redução de potência do módulo FV de cerca de 8,06% (carga Gedae), 4,92% (carga Solmetric), em média, 6,5%. A Fig. 7.39 e Fig. 7.40 mostram amostras de curvas I-V / potência medidas para DUT - MPrime módulo fotovoltaico em condições com poeira / limpo.

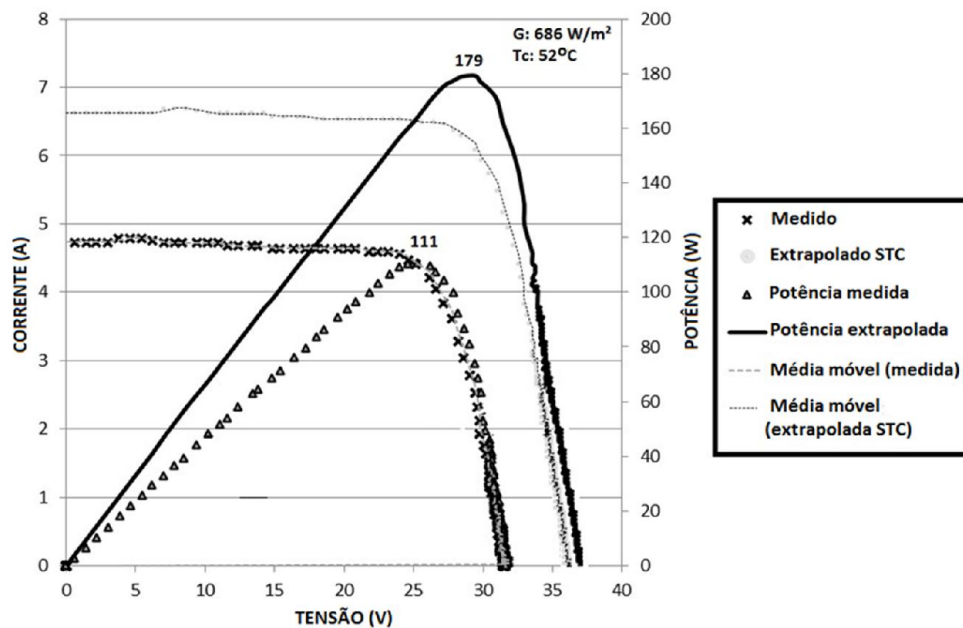


Figura 7.39 – Amostra de curvas I-V / potência obtidas para o módulo FV MPrime com poeira em sua superfície.

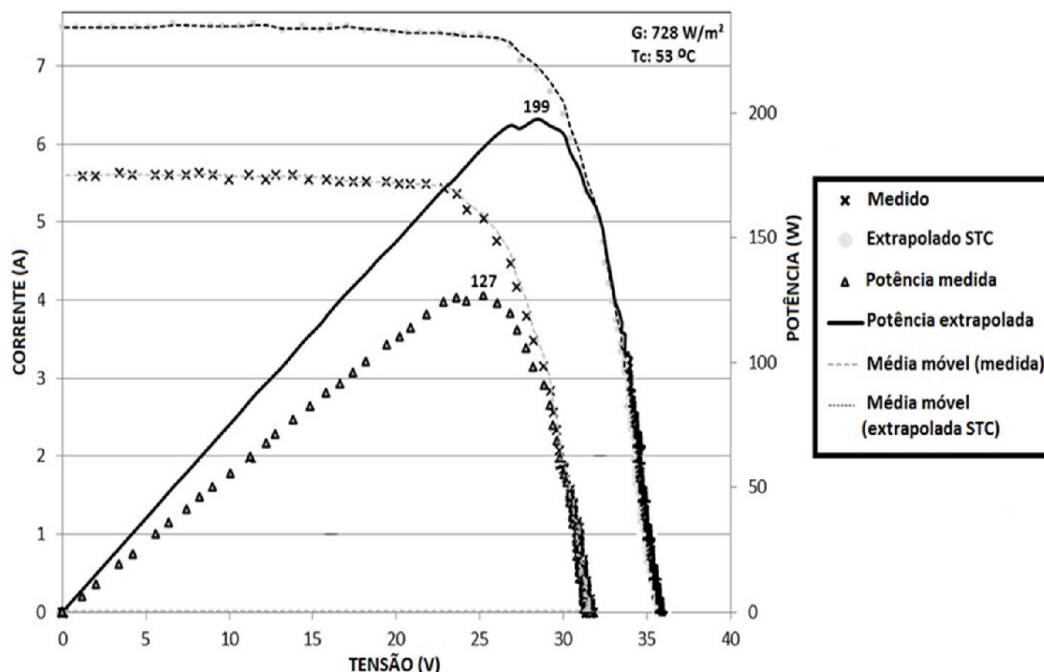


Figura 7.40 – Amostra de curvas I-V / potência obtidas para o módulo FV MPrime sem poeira em sua superfície.

Conforme apresentado na Fig. 7.39 e Fig. 7.40, é evidente a diferença entre as curvas I-V / potência obtidas para um módulo fotovoltaico com poeira / sem poeira em sua superfície. Para estas medições especificamente, a contribuição da poeira na redução da potência do módulo FV foi da ordem de 10% do valor de potência nominal.

7.10.2. Medições nas *strings* dos geradores PV1 e PV2

Do mesmo modo que as medições realizadas em um módulo FV (modelo MPrime - M 240 P), descritas anteriormente, foram realizadas medições nas *strings* dos geradores PV1 e PV2 nos segmentos apresentados na Tab.7.2 com as duas cargas capacitivas e módulo FV de referência como ilustram as Tab. 7.12 (a) e (b). É importante ressaltar que todas as *strings* de PV1 e PV2 continham poeira em suas superfícies. Além disso, os resultados apresentados na Tab. 7.12 (a) e (b) são um resumo dos valores médios encontrados com as medições realizadas para todos os segmentos considerados neste estudo.

Tabela 7.12 - Medições em (a) módulo fotovoltaico de referência e (b) *strings* dos geradores PV1 e PV2 em segmentos com as cargas capacitivas.

Informações (a)						Módulo FV Referência		Diferença Relativa
Regiões	Segmento / Data / Carga / Gerador	Hora	G(W/m ²)	TcDUT(°C)	TcREFMOD (°C)	Pmeasured (W)	Pextra STC (W)	Reference Mod. Tab. 8
Norte	67 / 11 Jul / Gedae / PV2	11:33-11:47 a.m.	810,23	55,99	53,19	14,91	21,74	-1,94%
	67 / 11 Jul / Gedae / PV1	11:06-11:29 a.m.	799,71	56,94	54,09	14,87	21,64	-2,39%
	64 / 15 Jul / Gedae / PV1	10:54 - 11:11 a.m.	812,87	54,88	52,14	14,92	21,75	-1,89%
	64 / 15 Jul / Solmetric / PV1	11:31 - 11:34 a.m.	809,23	51,89	49,29	14,90	21,68	-2,21%
	55 / 12 Jul / Gedae / PV1	12:00-12:10 p.m.	766,72	51,85	49,26	14,42	21,6	-2,57%
	55 / 12 Jul / Gedae / PV2	12:12-12:16 p.m.	755,78	50,84	48,30	14,24	21,40	-3,47%
Leste	45 / 12 Jul / Gedae / PV2	10:43-10:50 a.m.	809,14	53,93	51,23	14,41	21,45	-3,25%
	37 / 14 Jul / Gedae / PV1	10:41-10:57 a.m.	738,47	45,82	43,53	14,38	21,44	-3,29%
	37 / 14 Jul / Solmetric / PV1	11:18-11:25 a.m.	705,56	43,17	41,01	14,40	21,45	-3,27%
	45 / 12 Jul / Gedae / PV1	10:36-10:42 a.m.	753,27	53,65	50,97	14,3	21,44	-3,28%
Oeste	01 / 14 Jul / Gedae / PV1	12:31-12:52 p.m.	763,30	53,29	50,63	14,37	21,3	-3,92%
	01 / 14 Jul / Solmetric / PV1	12:59-13:05 p.m.	747,01	49,28	46,81	14,36	21,44	-3,29%
Sul	13 / 13 Jul / Solmetric / PV1	10:29-10:43 a.m.	618,45	39,58	37,60	12,14	20,00	-9,79%
	13 / 13 Jul / Gedae / PV2	10:48-10:56 a.m.	655,34	48,29	45,88	12,73	20,50	-7,53%
	13 / 13 Jul / Gedae / PV1	10:29-10:43 a.m.	621,13	46,82	44,48	12,44	20,25	-8,66%
MédiaTotal			744,41	50,42	47,89	14,12	21,27	-4,05%

Informações (b)						PV1 e PV2		Diferença Relativa
Regiões	Segmento / Data / Carga / Gerador	Hora	G(W/m ²)	TcDUT(°C)	TcREFMOD (°C)	Pmeasured (W)	Pextra STC (W)	DUT Tab. 8
Norte	67 / 11 Jul / Gedae / PV2	11:33-11:47 a.m.	810.23	55.99	53.19	1,397	1,965	-19.40%
	67 / 11 Jul / Gedae / PV1	11:06-11:29 a.m.	799.71	56.94	54.09	1,388	1,945	-20.22%
	64 / 15 Jul / Gedae / PV1	10:54 - 11:11 a.m.	812.87	54.88	52.14	1,365	1,921	-21.21%
	64 / 15 Jul / Solmetric / PV1	11:31 - 11:34 a.m.	809.23	51.89	49.29	1,362	1,892	-22.40%
	55 / 12 Jul / Gedae / PV1	12:00-12:10 p.m.	766.72	51.85	49.26	1,278	1,885	-22.69%
	55 / 12 Jul / Gedae / PV2	12:12-12:16 p.m.	755.78	50.84	48.30	1,265	1,853	-24.00%
Leste	45 / 12 Jul / Gedae / PV2	10:43-10:50 a.m.	809.14	53.93	51.23	1,156	1,735	-20.93%
	37 / 14 Jul / Gedae / PV1	10:41-10:57 a.m.	738.47	45.82	43.53	1,141	1,715	-21.84%
	37 / 14 Jul / Solmetric / PV1	11:18-11:25 a.m.	705.56	43.17	41.01	1,141	1,741	-20.66%
	45 / 12 Jul / Gedae / PV1	10:36-10:42 a.m.	753.27	53.65	50.97	1,119	1,715	-21.84%
Oeste	01 / 14 Jul / Gedae / PV1	12:31-12:52 p.m.	763.30	53.29	50.63	1,115	1,667	-24.03%
	01 / 14 Jul / Solmetric / PV1	12:59-13:05 p.m.	747.01	49.28	46.81	1,116	1,653	-24.67%
Sul	13 / 13 Jul / Solmetric / PV1	10:29-10:43 a.m.	618.45	39.58	37.60	1,105	1,652	-32.24%
	13 / 13 Jul / Gedae / PV2	10:48-10:56 a.m.	655.34	48.29	45.88	1,100	1,641	-32.69%
	13 / 13 Jul / Gedae / PV1	10:29-10:43 a.m.	621.13	46.82	44.48	1,057	1,635	-32.94%
MédiaTotal			744.41	50.42	47.89	1,215	1,774	-24.12%

Conforme apresentado nas Tab. 7.12 (a) e (b), é possível observar, quando todas as medidas são colocadas nas mesmas condições para G e Tc (Pextra STC), a influência da orientação dos segmentos. Isto significa, que os segmentos de números 55, 64 e 67 estão orientados para a região do norte geográfico (segmentos 55 ao 77, ver Fig. 7.31) e, portanto, possuem a maior potência desenvolvida durante a campanha de medição (por exemplo, 1.945 Wp - PV1 / 20,64 Wp – Módulo de Referência; 1.965 Wp - PV2 / 20,74 Wp – Módulo de Referência; segmento 67; carga capacitiva Gedae). É importante lembrar que apesar das medidas terem sido efetuadas no inverno, para o hemisfério sul, o Sol está totalmente ao norte da cidade de Belo Horizonte,

portanto, espera-se ter um melhor desempenho para este setor do estádio do Mineirão em relação as demais regiões.

Para a região sul (segmentos de números 11 ao 33), os geradores PV1 e PV2 do segmento 13, como esperado, atingiram os valores de potência mais baixos (por exemplo, 1.635 Wp - PV1 / 20,25 Wp; 1.641 Wp - PV2 / 20,50 Wp com a carga capacitiva Gedae). Nota-se uma diferença relativa de potência de cerca de 16% em relação aos geradores PV1 e PV2 no segmento 67 (setor norte) para este período do ano.

Para os geradores PV1 e PV2 localizados nos segmentos 37 e 45 (região leste - segmentos 34 ao 54), o desempenho comparado ao gerador PV1 (no segmento 01) na região oeste (segmentos 10 ao 78) foi melhor como mostra a Tab. 7.12 (a) e (b). Este fato provavelmente ocorreu porque as medições foram realizadas durante o período da manhã para os geradores a leste, portanto, este lado foi favorecido, sem sombras ocasionadas pelos “braços” dos segmentos de concreto como já destacado na seção 7.6. O oposto ocorre, durante todo o ano, quando o Sol (movimento aparente) vai para lado oeste, portanto, os geradores FV / segmentos nesta região produzirão mais energia sem sombra incidente sobre a sua superfície.

Além disso, nas regiões leste e oeste, os geradores PV1 e PV2 dos segmentos 01, 37 e 45 obtiveram melhores resultados comparados aos geradores PV1 e PV2 no segmento 13 (região Sul), mesmo que estes geradores (leste-oeste) possuem em suas strings nove módulos fotovoltaicos e ser o período de inverno.

Em relação aos parâmetros DUT Tab. 8 e referência Mod. Tab. 8 da Tab. 7.12 (a) e (b), para todas as medidas realizadas com módulo fotovoltaico de referência, os resultados alcançados foram bons, apresentando uma média absoluta de cerca de 4,05%. Já para as *strings* com módulos FV Mprime (DUT), os resultados obtidos também foram elevados (como ocorreu nas medições feitas com as duas cargas capacitivas em um módulo fotovoltaico, Tab. 7.10 (a) e (b) e Tab. 7.11 (a) e (b)), ou seja, 24,12% em média absoluta.

Considerando a contribuição da poeira (já descrita anteriormente) na redução da potência de cerca de 6,5%, em média absoluta, o erro associado médio absoluto de 4,05%, e se todos os módulos FV dos geradores PV1 e PV2 fossem limpos, o resultado decai para 13,57% (em relação ao resultado de 24,12% (1,774 Wp + 10,55%)), encontrado na Tab. 7.12 (a) e (b).

De acordo com Dirk et al. (2013, 2016), as taxas de degradação da potência para módulos FV de c-Si, em média por ano, são bem conhecidas, ou seja, cerca de 0,70 % - 0,90%. Os módulos fotovoltaicos da usina FV Mineirão foram instalados entre os anos de 2012 e 2013 e o comissionamento do sistema fotovoltaico foi realizado em dezembro de 2013. Assim, a usina está em operação oficial há pouco mais de 3 anos e, teoricamente, deveria ter apresentado uma degradação percentual da potência total de cerca de 2,10% (para uma taxa de degradação

conservadora de 0,70% / ano). Uma diferença de 11,47%, se considerarmos os módulos fotovoltaicos limpos, e de 17,97% (1,774 Wp+4.05%-2.10%) com poeira na superfície dos módulos fotovoltaicos (valores relativos Tab. 7.12 (b)). Portanto, valores muito elevados foram encontrados para os módulos fotovoltaicos relativamente “novos” que com certeza está impactando a produção de energia de toda a usina FV do Mineirão.

Outra análise realizada, foi considerar apenas as *strings* fotovoltaicas localizadas na região norte (onde os níveis de irradiância estavam próximos das premissas descritas na seção 7.8). Para estas *strings*, e utilizando os valores do parâmetro DUT Table 8, para cada segmento da Tab. 7.12 (b), chegou-se a um valor médio de 21,65%. Assumindo que todos os módulos fotovoltaicos destas *strings* estivessem limpos (-6,5%), com a taxa de degradação de 3 anos (-2,1%) e um erro médio de -2,41% (média dos valores do parâmetro *Reference Mod.* 8 para o setor), o resultado obtido foi de 10,64%. Assim, com este valor, é possível mensurar a potência real da usina FV em operação (para uma produção de energia diária de 2,28 MWh e final *yield* correspondente a 1,61 kWh / kWp), ou seja, uma potência de 1,27 MWp.

Vale ressaltar que simulações no software Pvsyst para a usina solar do Mineirão foram realizadas e apresentaram um perfil médio de energia diária de 4,4 MWh / dia e energia específica (*Final Yield*) de 3,21 kWh / kWp de acordo com o relatório da Matifer Solar (2013). A Tab. 7.13 mostra o resumo das diferentes situações (cenários) já descritos.

Tabela 7.13 - Diferentes situações (cenários) para potência e energia para a planta FV.

Situações (Cenários)	Produção de Energia Diária (MWh / dia)	Potência (MWp)	<i>Final Yield</i> (kWh / kWp)
Pvsyst Simulações	4,40	1,42	3,21
Atual Monitorado	2,28	1,42	1,61
Atual Medido	2,28	1,27	1,79

Conforme apresentado na Tab. 7.13, as situações monitorado e medido demonstram, como já mencionado, uma baixa produtividade da planta solar fotovoltaica para o período da campanha de medições. Assim, surgem três hipóteses para esta situação: primeira, sombreamento sobre os painéis durante o dia e constante ao longo do ano ocasionada pelos braços de concreto de cada segmento; segunda, contribuição da poeira e terceiro, a potência real dos módulos fotovoltaicos instalados nas *strings* como apresentado na Tab. 7.10 (a) / (b), Tab. 7.11 (a) / (b) e Tab. 7.12 (a) / (b).

Se for considerada a incerteza encontrada neste estudo (seção 7.8), ou seja, 4,6% para a potência em condições STC, e se for considerado, por exemplo, o gerador PV2 no segmento 67 na Tab. 7.12 (b) (considerando que o método de incerteza utilizado neste trabalho apenas

produz bons resultados com níveis de irradiância igual ou acima de 800 W / m^2). O parâmetro PextraSTC para esta *string* será $1.965 \text{ Wp} + 4.05\%$ (2.045 Wp) com um valor absoluto do parâmetro DUT Tab. 8 de cerca de $16,12\%$. Portanto, considerando a incerteza (90 W , incerteza de $4,6\%$) para PextraSTC, foi encontrado o valor de 2.135 Wp e para parâmetro DUT Tab. 8 os valores foram: $12,4\%$, com poeira, e para condições limpas, $5,9\%$. Ou seja, ainda são valores elevados para pouco mais de três anos de operação do sistema fotovoltaico.

Finalmente, é importante ressaltar que as medidas efetuadas com a carga capacitiva Solmetric comparando com a carga de Gedae, em média, são baixas e ambas têm uma boa correlação como ilustra a Tab. 7.14.

Tabela 7.14– Comparação de medidas entre as cargas capacitivas do Gedae e Solmetric.

Segmento / Data /Carga / Gerador	G(W/m ²)	Tc (°C)	Pmeasured (W)	Pextra STC (W)	DUT Tab. 8
64 / 15 Jul / Gedae / PV 1	813	55	1.365	1.921	21,45%
64 / 15 Jul / Solmetric / PV 1	809	52	1.362	1.892	21,00%
Diferença	0,45%	5,45%	0,25%	1,50%	0,45%

37 / 14 Jul / Gedae / PV 1	738	46	1.141	1.715	20,59%
37 / 14 Jul / Solmetric / PV 1	706	43	1.141	1.741	19,40%
Diferença	4,5%	5,8%	0%	1,50%	1,19%

01 / 14 Jul / Gedae / PV 1	763	53	1.116	1.667	22,80%
01 / 14 Jul / Solmetric / PV 1	747	49	1.116	1.653	24,0%
Diferença	2,1%	7,5%	0,0%	0,9%	1,19%

13 / 13 Jul / Gedae / PV 1	621	47	1.057	1.635	21,97%
13 / 13 Jul / Solmetric / PV 1	618	40	1.105	1.652	20,00%
Diferença	0,4%	15,5%	4,3%	1,1%	1,97%

Conforme indicado na Tab. 7.14, os parâmetros Pmeasured para todos os segmentos medidos foram bastante baixos, exceto para o segmento 13, que alcançou $4,3\%$. Esta diferença foi provavelmente ocasionada por uma maior diferença entre as temperaturas de células ($15,5\%$), o que resultou em um aumento nos resultados alcançados. No entanto, quando todas as medidas foram colocadas nas mesmas condições, PextraSTC, as diferenças foram baixas, com

uma média de cerca de 1,2%. Para os parâmetros DUT Table 8, os resultados também foram bons especialmente para o segmento 64 com diferença de 0,45%. A média foi de 1,2% também.

7.11. Considerações Finais - Capítulo 7

Este capítulo apresentou os resultados da monitoração da radiação solar, geração de energia (lado CA) e de medições em campo de curvas I-V / potência real realizadas por duas cargas capacitivas em geradores fotovoltaicos (*strings*) para a maior usina fotovoltaica em cobertura do Brasil na atualidade, com 1,42 MWp de capacidade instalada, localizada no estádio de futebol Mineirão, em Belo Horizonte - Minas Gerais.

Os resultados encontrados pela campanha de medição, realizada entre os dias 11 a 15 de julho de 2016, mostraram que as medidas extrapoladas para as condições STC e comparadas com os dados de potência da folha de dados técnicos, localizada na parte posterior dos módulos FV's da usina, foram elevados (entre 24,35% a 26,19% quando os módulos fotovoltaicos estão cobertos por poeira e 18,13 % a 19,43% quando estão limpos, em valores absolutos, com erro médio absoluto de 4,05%). Consequentemente, verificou-se uma percentagem entre 4,92% a 10%, 6,5% em média, de contribuição da poeira na redução da potência sobre os módulos fotovoltaicos da planta.

Para o módulo FV de referência, em paralelo com os geradores PV1 e PV2 em todas as medições realizadas, em resumo, os valores encontrados (erro médio) mostraram uma boa relação, para todas as medidas, com uma diferença pequena, a partir do parâmetro Tab. 8 de módulo referência (Tab. 7.10 (a), (b) e Tab. 7.11 (a), (b)), em média absoluta, de 2,65% e para a Tab. 7.5 (a) de 4,05%.

Cabe salientar que as diferenças relativas encontradas nas medições realizadas com as cargas capacitivas Gedae e Solmetric foram baixas, em média, entre 1,2% a 2,4% demonstrando uma boa correlação e confiabilidade nas medidas realizadas pelos dois dispositivos.

Além disso, levando em consideração a contribuição absoluta da poeira na redução da potência dos módulos FVs da usina (6,5% em média), o erro médio absoluto associado de 4,05%, e se todos os módulos FVs dos geradores PV1 e PV2 fossem limpos, o valor relativo decaiu para 13,57%.

Acrescentando, para uma taxa de degradação de potência dos geradores FV conservadora de c-Si de 0,70% / ano e para uma operação oficial de 3 anos (comissionamento realizado em dezembro de 2013), a degradação total da potência para o sistema fotovoltaico é de cerca de 2,10% (1,39 MWp). Portanto, uma diferença, relativa à degradação da potência, de 11,47% para módulos fotovoltaicos limpos e de 17,97% para condições com poeira sobre os módulos

fotovoltaicos foram encontrados, ou seja, valores muito elevados para módulos fotovoltaicos relativamente "novos" e que, portanto, está influenciando todo o desempenho da usina fotovoltaica do Mineirão.

Se for levado em conta apenas os módulos fotovoltaicos medidos no setor norte e esses fossem limpos (sem poeira, 6,5%), com a taxa de degradação (2,1%), erro médio para o setor (2,41%) o resultado obtido foi de 10,64%.

Desta forma, a potência real do sistema fotovoltaico em operação é de 1,27 MW_p para uma produção de energia diária de 2,28 MWh e uma energia específica diária de 1,61 kWh / kW_p (valor diferente ao encontrado no monitoramento da usina FV e nas simulações realizadas com o software PVsyst, Tab. 7.1). Portanto, três hipóteses para esta situação surgem e que podem ser a causa para o desempenho baixo da planta solar no período de medição. Primeira: sombreamento sobre os painéis durante o dia e constante ao longo do ano ocasionada pelos braços de concreto de cada segmento; Segunda: contribuição da poeira e Terceira: a potência real dos módulos fotovoltaicos instalados nas *strings* como apresentado na Tab. 7.10 (a), (b), Tab. 7.11 (a), (b) e Tab. 7.12 (a), (b).

Adicionalmente, foi apresentado um método para o cálculo de incertezas nos resultados gerados pelas medições, para uma condição específica de irradiância, de forma a ser ter uma melhor estimativa da potência real encontrada no sistema fotovoltaico. Portanto, um estudo de caso foi realizado considerando o gerador PV2 no segmento 67 utilizando o método e os resultados obtidos foram: 12,4% com poeira e para condições limpas, 5,9%, ou seja, ainda são valores elevados para 3 anos de operação do sistema fotovoltaico.

Além disso, embora este estudo tenha considerado apenas sete segmentos (medições em geradores fotovoltaicos em orientação distintas) da planta fotovoltaica do estádio de futebol do Mineirão, ou seja, se trata de um estudo inicial que apresentou o diagnóstico, primário, dos módulos FVs / *strings* / geradores do sistema fotovoltaico instalado na cobertura da edificação. Desta forma, os resultados obtidos até então, podem apoiar a empresa local de distribuição de energia, responsável pela planta fotovoltaica, tomar medidas necessárias para resolver os fatos apresentados.

Em relação a monitoração (lado CA) do sistema FV, foram encontrados bons resultados, considerando a influência significativa do sombreamento parcial sobre os módulos FVs (em determinados períodos do dia ao longo do ano) e nos dias em que o sistema foi completamente desconectado da rede elétrica. Os resultados da geração de energia apresentaram uma média de 4,83 MWh / dia, totalizando 1.761 MWh no período, com um YF anual de 1.240 kWh / kW_p, FC = 14% e PR anual 66% (que variou entre 61% a 70% durante o período).

Finalmente, este estudo evidenciou a importância de se monitorar os parâmetros elétricos de uma usina fotovoltaica além de se ter uma compreensão melhor do recurso solar disponível na região e das diversas incertezas que estão envolvidas na avaliação da potência real de um gerador FV.

O estudo ainda demonstrou e certificou que a realização de medições em campo de curvas I-V / potência real são importantes e devem ser uma das várias medidas comuns em um comissionamento de uma usina fotovoltaica de forma a garantir a confiabilidade / integridade da planta solar bem como a garantia de produção de energia de acordo com as expectativas do proprietário.

8. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

A Tese apresentada neste documento embasou-se na avaliação da capacidade de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e suas incertezas, ou seja, na avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração tais como: estimativa do recurso solar, modelagem de módulos e inversores fotovoltaicos, degradação de componentes, dados solarimétricos / meteorológicos e suas incertezas inseridas de forma a desenvolver uma metodologia para a estimativa de geração de energia adequada para o caso brasileiro.

Diante deste contexto, o trabalho desenvolvido nesta Tese estudou e avaliou diversos modelos matemáticos que, integrados, são capazes de realizar a estimativa da produção de energia para um SFCR. Desta forma, foi desenvolvida a ferramenta computacional denominada de SunoUFMG onde para a estimativa do recurso solar, foram selecionados os métodos de Liu e Jordan (1960), Perez et al. (1987,1990) e Aguiar et al. (1988). Para os modelos de módulos fotovoltaicos, para diferentes tecnologias, foram escolhidos os métodos de DeSoto, Klein e Beckmann (2006), Lorenzo et al. (1994) e Mermoud e Lejeune (2010) e os modelos matemáticos de eficiência para a conversão c.c. / c.a. para inversores fotovoltaicos, métodos propostos por Jantsch et al. (1992) e King et al. (2007) foram utilizados. Todos estes modelos foram validados através de dados de campo e seus erros médios calculados, analisados e comparados.

A respeito da estimativa do recurso solar o método proposto por Aguiar et al. (1988) se mostrou eficaz, com erros médios pouco significativos, na geração de séries sintéticas. Há a recomendação de se evoluir neste modelo para que séries sintéticas horárias e até de minuto a minuto possam ser realizadas utilizando métodos similares (ex: Aguiar e Collares-Pereira⁸² e Ngoko⁸³).

Em relação aos modelos de Perez et al. (1987,1990) e Liu & Jordan (1960) ambos apresentaram erros médios similares o que foram surpreendentes e, portanto, novas validações (utilizando inclusive dados de campo para diversas localidades) deverão ser realizadas de forma a confirmar se o resultado encontrado é um padrão ou se há realmente uma diferença (vantagem ou desvantagem) na utilização dos modelos e assim, optar pelo melhor modelo que se adeque as condições locais.

⁸² Aguiar, R. Collares-Pereira, M. TAG: A Time-Dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation. *Solar Energy*, v. 49, p.167-174, 1992.

⁸³ Ngoko, H. Sugihara, T. Funak. Synthetic generation of high temporal resolution solar Radiation data using Markov models. *Solar Energy*, v. 103, p.160-170, 2014.

A respeito dos modelos para módulos fotovoltaicos, tanto o método proposto por DeSoto Klein e Beckmann (2006) quanto o modelo de Mermoud e Lejeune (2010) apresentaram bons resultados, porém, foi adotado no SunoUFMG o modelo de Mermoud e Lejeune devido ao fato desse ter apresentado erros médios mais baixos e abranger mais tecnologias de módulos FVs. Entretanto, se faz a sugestão que o método seja validado para tecnologias de Si-a o que não foi realizado neste trabalho.

Se tratando dos modelos matemáticos de eficiência para a conversão energética c.c./ c.a para inversores FVs ambos os modelos, Jantsch et al. (1992) e King et al. (2007), avaliados apresentaram bons resultados e erros médios baixos. O método de otimização utilizado, proposto por Goldberg (1989) e Ramirez (2013), mostrou-se adequado e eficiente. É sugerido, para futuros trabalhos, a validação dos modelos para diferentes fabricantes / potências de inversores e assim, avaliar os erros médios resultantes. Devido a simplicidade do modelo Jantsch et al. (1992) esse foi utilizado no SunoUFMG.

Com relação ao método de propagação / combinação de incertezas proposto por Richter et al. (2015) e a metodologia probabilidade de excedência para o cálculo de P50 e P90 sugerida por Dobos et al. (2012), apresentados no Capítulo 5, ambas atingiram o objetivo proposto, ou seja, estimar as incertezas, padrão e expandidas, inseridas no processo de produção de energia de uma UFV além de calcular a probabilidade da energia gerada em exceder a produção média.

As validações realizadas, com os dados operacionais de SFCRs e aplicados aos modelos, demonstraram a eficácia dos dois métodos. Portanto, esses foram implementadas no SunoUFMG. Cabe salientar que estas metodologias são bastantes requisitadas na atualidade pelos bancos, financiadores, leilões de energia, etc de forma a garantir a estimativa de energia de um sistema FV e assim, reduzir os riscos de geração de energia do empreendimento.

No capítulo 6, foram apresentados diversos softwares de projetos, comerciais e públicos (PVsyst, SAM, Homer, PVWatts, PV*Sol e Polysun), que realizam simulações e, conseqüentemente, a estimava de geração de energia para um SFCR. De forma a verificar o quanto os resultados gerados pelas simulações nesses softwares se aproximavam dos valores de um sistema fotovoltaico em operação, um micro SFCR, baseado em um sistema real, foi modelado, em cada ferramenta computacional, e foram realizadas comparações entre as simulações e também com os dados do SFCR. Os softwares PVsyst e PVWatts foram os que apresentaram resultados mais próximos dos dados de campo, com RMSE mais baixos.

É importante salientar que houve dificuldade em padronizar todos os parâmetros para a realização das simulações e compará-las com os dados operacionais de um SFCR real devido as configurações distintas de cada um dos softwares. Portanto, o estudo mostrou a dificuldade em se realizar tais comparações. De qualquer forma, os resultados encontrados, para todos os

softwares analisados foram bons conforme apresentado na Tab. 6.6, porém, é sugerido que se realize estudos mais detalhados e sistemáticos e assim, obtendo resultados mais precisos e conclusivos a respeito do rendimento dos softwares disponíveis no mercado que são ferramentas importantes para a estimativa da geração de energia em um sistema FV.

Ainda no Capítulo 6, foi apresentado o software SunoUFMG que foi concebido utilizando os modelos / métodos descritos e validados nos capítulos anteriores, o qual é capaz de modelar um SFCR e realizar simulações gerando resultados com as principais figuras de mérito técnico de forma fornecer suporte em estudos de pré-viabilidade de projetos fotovoltaicos. Cabe salientar que apesar de todos os modelos utilizados no SunoUFMG terem sido validados, inclusive apresentado erros médios baixos, é sugerido que se façam uma comparação dos resultados obtidos por suas simulações com outros softwares de simulação e também com um sistema FV real. Assim, será possível averiguar o quanto o resultado das simulações do software desenvolvido se aproxima de dados reais e das simuações.

O último capítulo, Capítulo 7, apresentou os resultados da monitoração da radiação solar, geração de energia (lado CA) e de medições em campo de curvas I-V / potência real realizadas por duas cargas capacitivas em geradores fotovoltaicos (*strings*) para a UFV Mineirão.

Em relação a monitoração (realizada no PAC durante o período de outubro de 2014 a setembro de 2015) do sistema FV, foram encontrados bons resultados, considerando a influência significativa do sombreamento parcial sobre os módulos FVs (em determinados períodos do dia ao longo do ano) e nos dias em que o sistema foi completamente desconectado da rede elétrica. Os resultados da geração de energia apresentaram uma média de 4,83 MWh / dia, totalizando 1.761 MWh no período, com um Y_f anual de 1.260 kWh / kWp, FC = 14% e PR anual 66% (que variou entre 61% a 70% durante o período).

Os resultados encontrados pela campanha de medição, realizada entre os dias 11 a 15 de julho de 2016, nos geradores FVs de 7 segmentos da usina mostraram que as medidas extrapoladas para as condições STC e comparadas com os dados de potência da etiqueta de dados técnicos, localizada na parte posterior dos módulos FV's, foram elevados.

Adicionalmente, foi apresentado um método, proposto por Drnberger et al. (2010), para o cálculo de propagação de incertezas nos resultados gerados pelas medições, para uma condição específica de irradiância, de forma a ser ter uma melhor estimativa da potência real encontrada no sistema fotovoltaico. Esse método foi aplicado, como estudo de caso, no gerador PV2 no segmento 67 e os resultados obtidos, considerando incertezas, foram também elevados.

Portanto, três hipóteses para esta situação surgiram e que podem ser a causa para o desempenho baixo da planta solar no período de medição. Primeira: sombreamento sobre os painéis durante o dia e constante ao longo do ano ocasionada pelos braços de concreto de cada

segmento; Segunda: contribuição da poeira e Terceira: a potência real dos módulos fotovoltaicos instalados nas *strings*.

Cabe reforçar que o trabalho realizado na UFV Mineirão considerou apenas sete segmentos da usina, ou seja, se trata de um estudo inicial, porém, foi possível apresentar um diagnóstico, primário, dos módulos FVs / *strings* / geradores do sistema fotovoltaico instalado na cobertura da edificação podendo assim, fornecer um suporte para que a empresa local de distribuição de energia, responsável pela planta fotovoltaica, tome medidas necessárias para resolver os fatos apresentados.

De qualquer forma, é sugerido um estudo mais detalhado, a longo prazo, considerando todos os 88 segmentos, e assim, obter resultados que irão representar, de fato, toda a usina FV levando a obter um “raio-x” mais efetivo dos módulos FVs da planta solar.

Cabe destacar que a realização de medições em campo de curvas I-V / potência real são importantes e devem ser uma das várias medidas comuns em um comissionamento de forma a garantir a confiabilidade / integridade da usina FV bem como a garantia de produção de energia de acordo com as expectativas do proprietário.

Este estudo também evidenciou a importância de se monitorar os parâmetros elétricos de uma usina fotovoltaica além de se ter uma compreensão melhor do recurso solar disponível na região e das diversas incertezas que estão envolvidas na avaliação da potência real de um gerador FV. Portanto, a continuação da monitoração dos diversos parâmetros da planta solar FV bem como do recurso solar da região é sugerida.

Finalmente, os trabalhos desenvolvidos nesta Tese foram fundamentais na avaliação dos fatores que influenciam na previsão da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e conseqüentemente, na identificação das incertezas atingindo o objetivo proposto, ou seja, no desenvolvimento de metodologia para estimativa de geração de energia tema principal desta pesquisa.

9. CONTRIBUIÇÕES TESE

A Tese aqui proposta contribuiu, de forma original, conforme destacam os itens abaixo:

- Validação de diversos modelos matemáticos para condições meteorológicas / solarimétricas brasileiras (ex: Belo Horizonte-MG, Belém-PA, Palmas-TO, Uberlândia-MG e Diamantina-MG);
- Ferramenta computacional desenvolvida em Matlab / PhP, SunoUFMG, para estimativa da geração de SFCR com minimização das incertezas;
- Avaliação de softwares (PVsyst, PV*SOL, Polysun, SAM e Homer) para projeto / simulação de sistemas fotovoltaico com foco na adequação a realidade;
- Diagnóstico primário, através de medições em campo, dos geradores FVs da UFV Mineirão;
- Metodologia para estimativa da geração de SFCR com minimização das incertezas.

10. PUBLICAÇÕES REALIZADAS

Durante o desenvolvimento desta Tese, foram publicados diversos artigos científicos em diferentes e importantes Congressos Nacionais e Internacionais e também em periódicos de grande relevância científica, nacional e internacional, na área de energia solar. Além disso, um capítulo de livro foi também publicado em reconhecida e prestigiada editora científica internacional. A seguir seguem todas as publicações (21 no total) realizadas.

10.1. Congressos Nacionais (9 publicações)

V Congresso Brasileiro de Energia Solar (V CBENS – 2014)

MONTEIRO, L.; BACHA, L.; ISSAC, R.; Negrão; SILVA, S. R.; NOHME, E.; LOPES, B. M. **SunoUFMG: Desenvolvimento e Validação de Ferramenta Computacional para Estimativa da Radiação Solar Incidente Aplicado a Projeto de Usinas Solares.** In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar - V CBENS, 2014, Recife - PE. Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar - V CBENS, 2014.

MONTEIRO, L.; FINELLI, I.; BREYNER, P. S.; MACÊDO, Wilson Negrão; BACHA, L.; PINHO, J. T.; SILVA, S. R. **Desenvolvimento de Ferramenta Computacional e Validação de Modelos Matemáticos para Módulos Fotovoltaicos.** In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar - V CBENS, 2014, Recife - PE. Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar - V CBENS, 2014.

V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE – 2014)

MONTEIRO, L.; BACHA, L.; ISSAC, R.; Negrão; NOHME, E.; LOPES, B. M.; SILVA, S. R. **Ferramenta Computacional para Estimativa da Radiação Solar Incidente Aplicado a Projetos de Usinas Solares.** In: V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014, Foz do Iguaçu. V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014.

VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS – 2016)

SATHLER, A. L.; NEUENSCHWANDER, F. O.; MONTEIRO, L.; GONZALEZ, M. L. Y.; MENDES, V. F.; BOAVENTURA, W. C.; MACÊDO, Wilson Negrão; NOHME, E.; LOPES, B. M. **Simulação e Análise do Comportamento de Diferentes Inversores em uma Micro Usina Solar Fotovoltaica no Centro De Pesquisas Hidráulicas e Recursos Hídricos da UFMG.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS).

CORRADE, T. J. R.; MONTEIRO, L.; DINIZ, R.; PITERMAN, A.; BOAVENTURA, W. C.; MENDES, V. F.; MACÊDO, Wilson Negrão; BUIATTI, G. M.; MENEZES, A. V.; LOPES, B. M. **Método para Cálculo da Propagação de Incertezas na Estimativa da Geração de Energia de Sistemas Fotovoltaicos.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016.

SATHLER, A. L.; FERREIRA, D. G.; MONTEIRO, L.; NEUENSCHWANDER, F. O.; SILVA, P. H. A.; MENDES, V. F.; BOAVENTURA, W. C.; TORRES, P.; MACÊDO, Wilson Negrão; LOPES, B. M.; PINHO, João Tavares. **Análise e Comparação Preliminar de Softwares para Projeto e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016.

CARNEIRO, D.; MONTEIRO, L.; COSTA, W. U.; MENDES, V. F.; NOHME, E.; LOPES, B. M. **Metodologia para a Avaliação do Potencial de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas e sua Aplicação na Região Metropolitana de Belo Horizonte.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016.

NOLASCO, R. C.; MONTEIRO, L.; MENDES, V. F.; ARCANJO, A. A.; LOPES, B. M. **Análise Preliminar do Desempenho de Micro Usinas Fotovoltaicas Instaladas na Região Metropolitana de Belo Horizonte.** In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016.

XXI Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2016)

OLIVEIRA, A. C. M.; SATHLER, A. L.; MONTEIRO, Luis; XAVIER, M. V. E. **Proposta de Projeto Residencial para um Sistema de Microgeração Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica.** In: XXI Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2016), 2016, Vitória - ES. Anais do XXI Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2016), 2016.

10.2. Congressos Internacionais (7 publicações)

17th International Conference on Harmonics in Power Systems (ICHPS) - IEEE PES, 2016.

MONTEIRO, Luis; MACÊDO, Wilson Negrão; TORRES, P.; PITERMAN, A. S.; AMARAL, G.; MELLO, J. V.; MENDES, V. F.; LOPES, B. M.; CORRADE, T. J. R.; BOAVENTURA, W. C. **Assessment of Harmonic Distortion in Small Grid-Connected Photovoltaic Systems.** In: **17th International Conference on Harmonics in Power Systems (ICHPS) - IEEE PES, 2016**, Belo Horizonte. Proceedings 17th International Conference on Harmonics in Power Systems (ICHPS) - IEEE PES, 2016.

2015 IEEE Section - International Conference on Solar Energy and Building (ICSoEB / IEEE).

MONTEIRO OLIVEIRA, LUIS GUILHERME; DOS SANTOS, RAFAEL ISAAC; PEREIRA HORTA, LUCAS BACHA; MACEDO, WILSON NEGRAO; PINHO, JOAO TAVARES; SILVA, SELENIO ROCHA; NOHME, EDUARDO; FINELLI, IGOR CARVALHO; LOPES, BRUNO MARCIANO. **Computational implementation of photovoltaic modules mathematical models for software application to estimate PV systems energy production.** In: **2015 International Conference on Solar Energy and Building (ICSoEB), 2015**, Sousse. 2015 International Conference on Solar Energy and Building (ICSoEB). p. 1-114.

15th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2015

ARAUJO, T. F.; COSTA, W. U.; Xie, L.; MONTEIRO, L. **Stochastic Unit Commitment in a Distribution System with Photovoltaic Power Generation: Empirical Assessment.** In: 15th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2015, Roma. Proceedings of 15th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering. Roma, 2015.

31st Photovoltaic Solar Energy Conference - EU PVSEC 2015

ARAUJO, T. F.; COSTA, W. U.; XIE, L.; MONTEIRO, L.; BOAVENTURA, W. C.; MACÊDO, Wilson Negrão; NOHME, E.; LOPES, B. M. **The Value of Responsive Demand in Distribution Systems with Photovoltaic (PV) Generation.** In: 31st Photovoltaic Solar Energy Conference - EU PVSEC 2015, 2015, Hamburg. Proceedings EU PVSEC 2015, 2015. p. 2816-2821.

World Renewable Energy Congress (WREC 2014)

MONTEIRO, L.; FINELLI, I.; QUINAN, A.; MACÊDO, Wilson Negrão; TORRES, P.; PINHO, João Tavares; NOHME, E.; SILVA, S. R.; LOPES, B. M. **Implementation and Validation of Energy Conversion Efficiency Inverters Models for Small PV Systems in the North of Brazil.** In: XIII World Renewable Energy Congress (WREC 2014), 2014, London, UK. Proceedings of XIII World Renewable Energy Congress (WREC 2014), 2014.

XXXVII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente y a la VI conferencia Conferencia Regional Latinoamericana de la ISES, 2014, ASADES2014

MONTEIRO, L.; ISSAC, R.; BACHA, L.; FINELLI, I.; MACÊDO, Wilson Negrão; PINHO, J. T.; NOHME, E.; LOPES, B. M.; SILVA, S. R. **Validação de Modelos Matemáticos Para Tecnologia de Módulos Fotovoltaicos de Telureto de Cádmio e Silício Policristalino.** In: ASADES 2014 - XXXVII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y ambiente y a la VI Cconferencia Regional Latinoamericana de la ISES, 2014, Misiones. ASADES 2014.

MONTEIRO, L.; QUINAN, A.; FINELLI, I.; Negrão; Tavares; TORRES, P.; NOHME, E.; LOPES, B. M.; SILVA, S. R. **Implementação e Validação de Modelo Matemático de Eficiência de Conversão de Energia Para Inversor Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica e sua Avaliação Utilizando Técnica de Otimização.** In: ASADES 2014 - XXXVII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y ambiente y a la VI Conferencia Regional Latinoamericana de la ISES, 2014, Misiones. ASADES 2014, 2014.

10.3. Periódico nacional (2 publicações)

Revista Brasileira de Energia Solar (RBENS) - ISSN: 2526-2831

RBENS – volume VII, nº 1 -2016 - ISSN: 2526-2831

MONTEIRO, Luis; CORRADE, T. J. R.; DINIZ, R.; PITERMAN, A. S.; BOAVENTURA, W. C.; MENDES, V. F.; NOHME, E.; MACÊDO, Wilson Negrão; BUIATTI, G. M.; MENEZES, A. V.; LOPES, B. M. Propagação de Incertezas na Estimativa da Geração de Energia de Sistemas Fotovoltaicos (Metodologia de cálculo). Revista Brasileira de Energia Solar, 2016.

RBENS – volume V, nº 2 -2014 - ISSN: 2526-2831

MONTEIRO, L.; BACHA, L.; ISSAC, R.; Negrão; REIS, R. J.; TIBA, C.; NOHME, E.; SILVA, S. R.; COSTA, J. C. E.; LOPES, B. M.; PORTO, M. A. D. **Implementação Computacional e Validação de Modelos Matemáticos para a Estimativa da Radiação Solar Incidente Aplicado a Projeto de Usinas Fotovoltaicas - Software SUNOUFGM - Módulo Recurso Solar.** Revista Brasileira de Energia Solar, 2014.

10.4. Periódicos internacionais (2 publicações)

Monteiro, L.; Macedo, W. N.; Torres, P. Silva; M., Amaral, G.; Piterman, A.; Lopes, B.; Fraga, J.; Boaventura, W. C. **One-Year Monitoring PV Power Plant Installed on Rooftop of Mineirão Fifa World Cup / Olympics Football Stadium.** Energies (Basel), ISSN 1996-1073, v. 10, p. 1/225-23, 2017.

Monteiro, L.; Macedo, W. N.; Torres, P. Silva; M., Amaral, G.; Piterman, A.; Lopes, B.; Fraga, J.; Boaventura, W. C. **Field I-V Curves Measurements in a 1.42 MWp PV Power Plant located at Mineirão Football Stadium Rooftop.** Solar Energy, v. XX, p. XX, 2017.
(Aguardando retorno da revista)

10.5. Capítulo de livro internacional (1 publicação)

Ali Sayigh. (Org.). Renewable Energy in the Service of Mankind Vol II. 1ed.Switzerland: Springer International Publishing, 2016, v. 2, p. 93-102. (Chapter 9).

MONTEIRO, L.; FINELLI, I.; QUINAN, A.; MACÊDO, Wilson Negrão; TORRES, P.; PINHO, João Tavares; NOHME, E.; LOPES, B. M.; SILVA, S. R. **Implementation and Validation of Energy Conversion Efficiency Inverter Models for Small PV Systems in the North of Brazil.** In: Ali Sayigh. (Org.). Renewable Energy in the Service of Mankind Vol II. 1ed.Switzerland: Springer International Publishing, 2016, v. 2, p. 93-102.

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

As Referências Bibliográficas estão organizadas por seção / Capítulo e na ordem que são introduzidas no texto.

11.1. Referências Bibliográficas - Introdução (I)

Solar Power Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2017 – 2021. EPIA, 2017.

International Energy Agency [IEA]. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris, 2010.

International Energy Agency [IEA]. Energy Technology Perspectives 2012. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris, 2012.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Ministério de Minas e Energia (MME). Portaria nº 023/2016. Expansão da Geração – 2º Leilão de Reserva de 2015, Participação de Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. Rio de Janeiro, fevereiro, 2016.

Sauaia, R. Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios. 9º Smart Grid Fórum. São Paulo, outubro, 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012. Brasília, 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília, 2015.

Banco de Dados de Informação de Geração (BIG) / ANEEL. Instalações fotovoltaicas registradas de acordo com a regulamentação nº 482/2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>, acesso em: 25/01/2017.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE / MME). Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil- Condicionantes e Impactos. Nota Técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro: EPE, 64 p., 2014.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE /MME). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024). Rio de Janeiro: EPE, 464 p. 2015.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica- ProGD. Portaria nº 538, de 15 de dezembro de 2015. Brasília, 2015.

Hoff, T. E., Perez, R. Quantifying PV Power Output Variability, Solar Energy, Vol. 84(10), pp. 1782-1793, 2010.

Marie A. Schnitzer, Christopher C. Thuman, Peter N. Johnson, Janine M. Freeman. Solar Input Data for PV Performance Modeling. AWS Truepower, LLC, 2012.

Thevenard, D., Pelland, S. Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. *Solar Energy*, Vol. 91, pp. 432-445, 2013.

Jurus, P., Eben, K., Resler, J. Estimating climatological variability of solar energy production. *Solar Energy*, Vol. 98, pp. 255-264, 2013.

Colantuono, G., Everard, A., Hall, L. Monitoring nationwide ensembles of PV generators: Limitations and uncertainties. The case of the UK. *Solar Energy*, Vol. 108, pp. 252-263, 2014.

Dirnberger, D., Muller, B., Reise, C. On the uncertainty of energetic impact on the yield of different PV technologies due to varying spectral irradiance. *Solar Energy*, Vol. 111, pp. 89-96, 2015.

Goss, B. *Choosing Solar Electricity: A Guide to Photovoltaic systems*. Centre for Alternative Technology Publications, ISBN 13: 9781902175744, June, 2012.

Desoto, W.; Klein, A.; Beckman, W. A. Improvement and Validation of Model for Photovoltaic Array Performance. *Solar Energy*, v. 80, 78. 2006.

Lorenzo, E.; Araujo, G.; Cuevas, A.; Egido, M.; Minano, J.; Zilles, R. *Electricidad Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos*. 1st Edition, PROGENSA S.A., Sevilla. Spain. 1994.

Mermoud, A; Lejeune, T. Performance Assessment of a Simulation Model For PV Modules of any Available Technology, Institute for Environmental Sciences / Energy Group, University of Geneva, 2010.

King, D. L.; Boyson, W.E.; Kratochvil, J. E. Photovoltaic Array Performance Model. Sandia National Laboratories Report SAND2004-35353, Agosto, 2004.

Jantsch, M.; Schmidt, H.; Schmid, J. Results of the Concerted Actions on power Conditioning and Control. 11^o European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Suíça, 1992.

King, D. L., Gonzalez, S., Galbraith, G. M., Boyson, W. E., Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratory Report, Albuquerque, Novo México, 2007.

Rampinelli, G.A.; Krenzinger, A. ; Chenlo, R. F. Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 34, p. 578-587, 2014.

Driesse, A., P. Jain. Beyond the Curves: Modeling the Electrical Efficiency of Photovoltaic Inverters. PVSEC: 2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Vol. 1-4: 1935-1940, 2008.

Liu, B. Y. H, and R. C. Jordan. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation. *Solar Energy*, Vol. 10, No. 3, 4(3):1e19,1960.

Collares-Pereira, M., Rabl, A. The average Distribution of Solar Radiation Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values. *Solar Energy*, v. 22, pp. 155-164, 1979.

Perez, R., R. Stewart, C. Arbogast, R. Seals and D. Menicucci. A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces, *Solar Energy*, Vol. 39, pp. 221- 231. 1987.

Aguiar, R. J., Collares-Pereira, M., Conde, J. P. A Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values Using Markov Transition Matrices. *Solar Energy*, v. 40, pp. 269-279, 1988.

Duffie, J. A.; Beckman, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*, Third Edition, John Wiley & Sons, Inc., New York, NY. 2006.

Zilles, R.; Macedo, Wilson Negrão; Galhardo, M.; Oliveira, S. H. F. *Sistemas FVs Conectados à Rede Elétrica*. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 208p, 2012.

Reich, N.H.; Mueller, B.; Armbruster, A.; Van Sark, W.; Kiefer, K.; Reise, C. Performance Ratio revisited: Are PR > 90% realistic? *Progress in Photovoltaics*. V. 20, pp. 717-726, 2012.

International Energy Agency (IEA). *Analysis of Long-Term Performance of PV Systems – Different Data Resolution for Different Purposes*. Report IEA-PVPS T13-05:2014. November, 2014.

11.2. Referências Bibliográficas - Capítulo 1

Thevenard, D., Pelland, S. Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. *Solar Energy*, Vol. 91, pp. 432-445, 2013.

ISO/IEC. *Guide 98-3:2008 – Uncertainty of Measurement, Part 3: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM)*, pp. 1-29, 2008.

Richter, M.; De Brabandere, K.; Kalisch, J.; Schmidt, T.; E. Lorenz. *Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling*. Performance Plus WP2 Deliverable D2.4.2015.

Institute for Environment and Sustainability EC/JRC. *Scientific Technical Reference System on Renewable Energy and Energy End-Use Efficiency – Status Report 2006*. Chapter 7: Solar Resource Data and Tools for an Assessment of Photovoltaic Systems, 2006.

Süri, M. Huld, T.; Dunlop, E.; Albuissou, M.; Lefèvre, M.; Wald, L. Uncertainties in Photovoltaic Electricity Yield Prediction from Fluctuation of Solar Radiation. *Proceedings of 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (PVSEC)*, pp. 3547-3552, 2007.

Remund, J; Müller, S. Solar Radiation and Uncertainty Information of Meteornorm 7. *Proceedings of 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (PVSEC)*, pp. 4388 – 4390, 2011.

Hinkelman, L.M. Paul W. Stackhouse Jr., Bruce A. Wielicki, Taiping Zhang, Sara R. Wilson. *Surface Insolation Trends from Satellite and Ground Measurements: Comparisons and Challenges*. *Journal of Geophysical Research*. Volume 114, Issue D10, DOI: 10.1029/2008JD011004, 2009.

Colantuono, G., Everard, A., Hall, L. *Monitoring Nationwide Ensembles of PV generators: Limitations and Uncertainties. The Case of the UK*. *Solar Energy*, Vol. 108, pp. 252-263, 2014.

Lorenzo, E. Energy Collected and Derived by PV Modules (Chapter 20). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Edited by A. Luque and S. Hegedus. John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9, 2003.

Stein, J.; Perez, R., Parkins, A. Validation of PV performance models using satellite-based irradiance measurements: a case study. National Solar Conference of American Solar Energy Society (ASES), 2010.

Gueymard, C. Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications. *Solar Energy* 83, 432-444, 2009.

Notton, G.; Poggi, P.; Cristofari, C. Predicting hourly solar irradiations on inclined surfaces based on the horizontal measurements: performances of the association of well-known mathematical models. *Energy Conversion and Management*, 47, 1816-1829, 2006.

Thevenard, D; Haddad, K. Ground reflectivity in the context of building energy simulation. *Energy Buildings*. V. 38, 972-980, 2006.

Ueda, Y., Kurokawa, K., Kitamura, K., Yokota, M., Akanuma, K., Sugihara, H. Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. *Solar Energy Materials*. Sol. C 93, 945–949, 2009.

Reich, N.H.; Mueller, B.; Armbruster, A.; Van Sark, W.; Kiefer, K.; Reise, C. Performance Ratio revisited: Are PR > 90% realistic? *Progress in Photovoltaics*. V. 20, pp. 717-726, 2012.

International Energy Agency (IEA). Analysis of Long-Term Performance of PV Systems – Different Data Resolution for Different Purposes. Report IEA-PVPS T13-05:2014. November, 2014.

Mello, A.; Rampinelli, G. Determinação de Índices de Mérito para Avaliar o Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belo Horizonte, 2016.

Urbanetz, J. Junior, E.; Tiepolo, G. Análise do Desempenho de Dois Anos de Operação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, 2014.

Macêdo, Wilson N.; Zilles, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). *Progress in Photovoltaics*, v. 15, 2007, doi: 10.1002/pip.740. pp. 337-352.

Nolasco, R.; Monteiro, L.; Mendes, V.; Arcanjo, A. Análise preliminar do desempenho de micro usinas fotovoltaicas instaladas na região metropolitana de Belo Horizonte. In: Proceedings VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS). Belo Horizonte (MG). ISSN 2178-9606. pp.8, 2016.

Paula, S. Camargo, C.; Amorim, E., Cardoso, H.; Olívio, C.; Silva, S. Análise de desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação na cidade de Itumbiara, Goiás. In: IV Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. Uberlândia (MG). ISSN 2178-8308. pp.8, 2016.

Torres, I. Análise do desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias em clima tropical - estudo de caso: SFCR.

Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Departamento de Engenharia Nuclear. Universidade Federal de Pernambuco. Dissertação Mestrado. 2016.

Calvacante, R. Desenvolvimento e aplicação de monitoramento remoto em um sistema híbrido isolado de pequeno porte. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Instituto de Tecnologia. Universidade Federal do Pará. Dissertação Mestrado. 2014.

Blasques, L.; Vale, S.; Cavalcante, R. Avaliação de desempenho do primeiro SFCR instalado em edificação comercial na cidade de Belém, estado do Pará, após os primeiros 20 meses de operação monitorada. In: Proceedings V Congresso Brasileiro de Energia Solar (V CBENS). Recife (PE). ISSN 2178-9606. pp.8, 2014.

Drif, M.; Aguilera, J.; Almonacid, G.; Gomez, P.; De la Casa, J.; Aguilar, J.D. Univer project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and Performance Analysis. Solar Energy Materials. Sol C 91, 670-683, 2007.

Jahn, U.; Nasse, W. Operational Performance of Grid-Connected PV systems on Buildings in Germany. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Vol. 12, 441-448, 2004.

Poissant, Y. Field Assessment of Novel PV Module Technologies in Canada, Canadian Solar Buildings Conference, June, Toronto, 2009.

Ueda, Y., Kurokawa, K., Kitamura, K., Yokota, M., Akanuma, K., Sugihara, H.,. Performance Analysis of Various System Configurations on Grid-Connected Residential PV Systems. Solar Energy Materials. Sol. C 93, 945-949, 2009.

International Electrotechnical Commission (IEC 61215). Ed.2.0:2005, Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, 2005.

International Electrotechnical Commission (IEC 61646). Ed.1.0:2008, Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.

UL 1703. Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels. 2016.

Dunlop, E. Lifetime performance of crystalline silicon PV modules, Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-18, Osaka, Japan, 2927-2930, 2003.

Ndiaye, A.; Charki, A.; Kobi, A.; Kébé, C.; Ndiaye, P.; Sambou, V. Degradations of Silicon Photovoltaic modules: A literature review. Solar Energy, v.96, 140-151, 2013.

Moore, L. e Post, H. Five years of operating experience at a large, utility-scale photovoltaic generating plant. Prog Photovolt Res Appl 16, 249-259, 2008.

Wohlgemuth, J.H., Cunningham, D.W., Nguyen, A.M., Miller, J., Long Term Reliability of PV Modules. In: Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1942-1946. 2005.

Wohlgemuth, J.H., Kurtz, S. Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity. In: IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14. 2011.

Carlson, D.E., Romerol, R., Willing, F., Meakin, D., Gonzalez, L., Murphyl, R., Moutinho, H.R., Al-Jassim, M. Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules. *Progress Photovoltaics: Research and Applications* 11, 377–386. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.500>. 2003.

Osterwald, C.R., Benner, J.P., Pruett, J., Anderberg, A., Rummeland, S., Ottoson, L. Degradation in Weathered Crystalline-silicon PV Modules Apparently Caused by UV Radiation. In: 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, pp. 2911–2915. 2003.

Kemp, M.D. Control of Moisture Ingress into Photovoltaic Modules. In: 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida. 2005.

Munoz, M.A., Alonso-Garcia, M.C., Nieves, V., Chenlo, F. Early Degradation of Silicon PV Modules and Guaranty Conditions. *Solar Energy*, v. 85, 2264–2274, 2011.

Jansen, K.W., Delahoy, A.E. A lab. Technique for the Evaluation of Electrochemical Transparent Conductive Oxide Delamination from Glass Substrates. *Thin Solid Films* v. 423, 153–160. 2003.

Oreski, G., Wallner, G.M. Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions. *Solar Energy* 83, 1040–1047. 2009.

Dirk, C.; Kurtz, S. Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. Journal article. National Renewable Energy Laboratory (NREL) / JÁ-5200-51664. June, 2012.

Sugiura, T., Yamada, T., Nakamura, H., Umeya, M., Sakuta, K., Kurokawa, K. Measurements, Analyses and Evaluation of Residential PV systems by Japanese Monitoring Program. *Solar Energy Materials Sol. C* 75, 767–779, 2003.

Becker, G.; Vodermaier, C.; Zehner, M.; Kummerle, G. An Approach to the Impact of Snow on the Yield of Grid Connected PV systems. In: Proceedings of European PVSEC, Dresden, 2006.

IEA PVPS Task 7, 2002. Reliability Study of Grid Connected PV systems –Field Experience and Recommended Design Practice. Report IEA - PVPST7 - 08: 2002.

California Energy Commission. A Guide to PV System Design and Installation, 2001.

Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Shugar, D., Wenger, H., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., Townsend, T. Performance Parameters for Grid Connected PV systems. In: Proceedings of 31st IEEE PVSC, U.S.A., pp. 1601–1606, 2005.

Kimber, A. The Effect of Soiling on Photovoltaic Systems Located in Arid Climates. Proceedings 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2007.

Hammond R, Srinivasan D, Harris A, Whitfield K, and Wholgemuth J. Effects of Soiling on PV Module and Radiometer Performance. Proceedings of 26th IEEE PVSC, Anaheim, CA, 1997.

Zilles, R.; Macedo, Wilson Negrão; Galhardo, M.; Oliveira, S. H. F. *Sistemas FVs Conectados à Rede Elétrica*. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 208p, 2012.

Alonso - Garcia, M.C., Ruiz, J.M., Herrmann, W. Computer Simulation of Shading Effects in Photovoltaic Arrays. *Renewable Energy*. 31:1986–1993, 2006.

Karatepe, E., Boztepe, M., Olak, M.C. Developments of a Suitable Model for Characterizing Photovoltaic Arrays with Shaded Solar Cells. *SolarEnergy*, v.81, 977–992, 2007.

Silvete.S., Chouder, A. Effects of Shadowing on Photovoltaic Module Performance, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 16, 141–149, 2008.

Alonso, M.C., Ruiz, J.M., Lorenzo, E. Experimental Model to Estimate Shading Losses on PV Arrays. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 90, 2298–2303, 2010.

Ruther, R.; Kleiss, G.; Bücher, K. The Seasonal Performance of Thin Film Solar Modules in Façade and Roof - Mounted Photovoltaic Systems. In: *European Solar Energy Conference*. Freiburg. 1996.

King, D.L., Boyesen, W.E., Kratochvil, J.A. Analysis of Factors Influencing the Annual Energy Production of Photovoltaic Systems. *Proceedings 29th IEEE PVSC*, New Orleans, May 20 - 24, 2002.

Stein, J.S., Cameron, C.P., Bourne, B., Kimber, A., Posbic, J., Jester, T. A Standardized Approach to PV System Performance Model Validation. In: *Proceedings of 35th IEEE PVSC 2010*, Honolulu, U.S.A., p. 1079–1084, 2010.

King, D. L., Gonzalez, S., Galbraith, G. M., Boyson, W. E., Performance Model for Grid Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratory Report, Albuquerque, Novo México, 2007.

SMA Product Guide. Alemanha, 2011.

11.3. Referências Bibliográficas - Capítulo 2

King, D. L.; Boyson, W.E.; Kratochvil, J. E. Photovoltaic Array Performance Model. Sandia National Laboratories Report SAND2004 - 35353, Agosto, 2004.

Lorenzo, E.; Araujo, G.; Cuevas, A.; Egido, M.; Minano, J.; Zilles, R. *Electricidad Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos*. 1st Edition, PROGENSA S.A., Sevilla. Spain. 1994.

Macêdo, W. N. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) aplicado a Sistemas FVs Conectados à Rede (SFCR). Tese de Doutorado, PIPGE/USP, São Paulo, Brasil. 2006.

Figueiredo, G. P. F. Ferramenta Computacional para Dimensionamento e Avaliação de Desempenho e Dimensionamento de Sistemas FVs Conectados à Rede Elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Pará, 123 p., 2012.

Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A. Descrição de um Programa Computacional de Simulação de Sistemas FVs Conectados à Rede Elétrica de Distribuição. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 13, p. 04.21 - 04.28, 2009.

Perpiñan, O., Lorenzo, E., Castro, A. On the calculation of energy produced by a PV grid - connected system. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 15, 265–274, 2007.

Williams, S.R. Betts, E. Dunlop. Evaluating the State of the Art of Photovoltaic Performance Modelling in Europe. In. *20th EPVSEC*, Barcelona, Espanha, 2006.

Marion, B., Anderberg, M., Gray - Hann, P. Recent and Planned Enhancements for PVWATTS, NREL/CP - 520 - 38975. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, November 2005.

Ångström, A. Solar and Terrestrial Radiation. *Quart. J. Roy. Met. Soc.* 50, p. 121 - 126, 1924.

Page, J. The Estimation of Monthly Mean Values of Daily Total Short Wave Radiation on Vertical and Inclined Surfaces from Sunshine Records for 50° to 40° S. *New Sources of Energy*. 4, 378, 1964.

Bennet, I. Monthly Maps of Mean Daily Insolation for the USA. *Solar Energy*, v. 9, 145, 1965.

Nunes, G. Estudo da distribuição de radiação solar incidente sobre o Brasil. *Revista Brasileira de Armazenagem, Viçosa*, 4(21):5 - 30, 1979.

Liu, B. Y. H, and R. C. Jordan. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation. *Solar Energy*, Vol. 10, No. 3, 4(3):1e19., 1960.

Collares - Pereira, M., Rabl, A. The average Distribution of Solar Radiation Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values. *Solar Energy*, v. 22, pp. 155 - 164, 1979.

Duffie, J. A.; Beckman, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*, Third Edition, John Wiley & Sons, Inc., New York, NY. 2006.

Hottel, H. A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres. *Solar Energy*, 18, 129, 1976.

Badescu, V. Isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy* 3d 26:221e3, 2002.

Korokanis, P. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. *Solar Energy*;36:217e25, 1986.

Wilmott, C. J. On the Climatic Optimization of the Tilt and Azimuth of Flat-Plate Solar Collectors, *Solar Energy*, Vol. 28, No. 3, pp. 205 - 216.

Bugler, J. W. The Determination of Hourly Insolation on an Inclined Plane using a Diffuse Irradiance Model Based on Hourly Measured Global Horizontal Insolation, *Solar Energy*, V. 19, No.5, pp. 477 - 491. 1977.

Hay, J.E. Calculation of monthly mean solar radiation on horizontal and inclined surfaces. *Solar Energy*, v.23, 301-307, 1979.

Davies, J. A., and J. E. Hay. Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface in Proc. First Canadian Solar Radiation Data Workshop (J. E. Hay and T. K. Won, eds.), pp. 32 - 58, April 17 - 19, 1978.

Iqbal, M. Correlation of average diffuse and beam radiation with hours of bright sunshine. *Solar Energy* 23, 169, 1979.

Skartviet, A., and J. A. Olseth. Modelling Slope Irradiance at High Latitudes, *Solar Energy*, Vol.

36, No. 4, pp. 333 - 344, 1986.

Reindl, D. T. Estimating Diffuse Radiation on Horizontal Surfaces and Total Radiation on Tilted Surfaces, M.S. thesis, University of Wisconsin - Madison, Madison, WI. 1988.

Klutcher, T. M. Evaluation of Models to Predict Insolation on Tilted Surfaces, NASA TM - 78842, NASA, Lewis Research Center, Cleveland, OH, March, 1978.

Perez, R., R. Stewart, C. Arbogast, R. Seals and D. Menicucci. A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces, Solar Energy, Vol. 39, pp. 221 - 231. 1987.

Kambezidis HD, Psiloglou BE, Synodinou BM. Comparison between measurements and models for daily solar irradiation on tilted surfaces in Athens, Greece. Renewable Energy; 10:505e18. 1997.

Diez - Mediavilla M, de Miguel A, Bilbao J. Measurement and comparison of diffuse solar irradiance models on inclined surfaces in Valladolid (Spain). Energy Conversion and Management; 46:2075e92, 2005.

Loutzenhiser PG, Manz H, Felsmann C, Strachan PA, Frank T, Maxwell GM. Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. Solar Energy; 81:254e67, 2007.

Demain, C., Jounée, M.; Bertránd, C. Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. Renewable Energy; 50:710 - 720, 2013.

Notton G et al. Predicting hourly solar irradiations on inclined surfaces based on the horizontal measurements: performances of the association of well - known mathematical models. Energy Conversion, 47, 1816 - 1829, 2006.

Evseev EG, Kudish AI. The assessment of different models to predict the global solar radiation on a surface tilted to the south. Solar Energy; 83:377e88. 2009.

Ineichen, P. Global Irradiance on tilted and oriented planes: model validations. Technical report. University of Geneva, february, 2011.

Utrilla, M; Martinez, L. A. Performance Evaluation of several versions of the Perez tilted diffuse irradiance model. Solar Energy Vol. 53, No2, 155 - 162, 1994.

Gueymard, C. An Anisotropic Solar Irradiance Model for Tilted Surfaces and its Comparison with Selected Engineering Algorithms, Solar Energy, Vol. 38, No. 5, pp. 367 - 386. Erratum, Solar Energy, 1988, Vol. 40, No.2, p. 175, 1987.

Perez, R.; Ineichen, P., Seals; R.; Michalsky, J.; Stewart, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy; 44:271e89, 1990.

David, M.; Laurent, P., Boland, J. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. . Renewable Energy vol. 79,n. 51, p. 124 - 131, 2013.

Guimarães, A. P. C. Estudo solarimétrico com base na definição de mês padrão e sequência de

radiação solar diária, UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, Belo horizonte, Dezembro, 1995.

Aguiar, R. J., Collares - Pereira, M., Conde, J. P. A Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values Using Markov Transition Matrices. *Solar Energy*, v. 40, pp. 269 - 279, 1988.

Krenzinger, A.; Bugs, R. Radiasol2 – Software para Sintetizar Dados de Radiação Solar, IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simpósio Peruano de Energía Solar (XVII – SPES), Cuzco, 1-5.11.2010.

Stone, R. Improved Statistical Procedure for the Evaluation of Solar Radiation Estimation Models. *Solar Energy*, v. 51, no 4, pp. 289 - 291, 1993.

Falayi, E.; Rabi, A.; Teliat, R. Correlation to Estimate Monthly Mean of Daily Diffuse Solar Radiation in Some Selected Cities in Nigeria. *Advances in Applied Science Research*, v.2, no 4, pp.480 - 490, 2011.

11.4. Referências Bibliográficas - Capítulo 3

Guisan, O.; Mermoud, A.; Schaub, P. PV Module Characteristics in Real Conditions. In: *Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Montreux, Switzerland. pp. 1348–1350, 1992.

Rindelhardt, U.; Teichmann, G.; Decker, B.; Grochowski, J. Revised Performance Data of Small Grid-Connected PV Systems Based on in Situ Measurements. In: *Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Barcelona, Spain. pp. 1677–1680. 1997.

Erge, T., Hoffmann, V.U., Kiefer, K., Rossler, E., Heilscher, G., Schneider, M., Genenning, B., Rindelhardt, U., Teichmann, G., Blasser, G., Ossenbrink, H., Riess, H., Sprau, P., Decker, B., Grochowski, J., Becker, H., Vaassen, W.,. The German 1000-roofs-PV programme – a resume´ of the 5 years pioneer project for small grid connected PV systems. In: *Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Vienna, Austria. pp. 2648–2651, 1998.

Camani, M., Cerenghetti, N., Chianese, D., Rezzonico, S., Comparison and behaviour of PV modules. In: *Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Vienna, Austria. pp. 2346–2349. 1998.

Evans, D. L. Simplified Method for Prediction Photovoltaic Array Output, *Solar Energy*, Vol. 27, No. 6, pp. 555-560, 1981.

Desoto, W.; Klein, A.; Beckman, W. A. Improvement and Validation of Model for Photovoltaic Array Performance. *Solar Energy*, v. 80, 78. 2006.

Lorenzo, E.; Araujo, G.; Cuevas, A.; Egido, M.; Minano, J.; Zilles, R. *Electricidad Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos*. 1st Edition, PROGENSA S.A., Sevilla. Spain. 1994.

Mermoud, A; Lejeune, T. Performance Assessment of a Simulation Model For PV Modules of any Available Technology. *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Valencia (Spain) - 6-10 sept 2010 - München: WIP. 2010, 2010.

Araujo, G., Sanchez, E. Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell. *Solar Cells* 5, 377–386, 1982.

Dows, R., Gough, E. PVUSA procurement, acceptance, and rating practices for photovoltaic power plants, DOE/AL/82993—21, 1995.

Krenzinger, A. An Algorithm for PV Array Analysis. In: Proceedings of 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich. Proceedings of the 17th EPVSEC. Florença, Itália: Mani Fotolito, 2001. p. 816-819. 2001.

King, D. L., Gonzalez, S., Galbraith, G. M., Boyson, W. E., Performance Model for Grid - Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratory Report, Novo México, 2007.

Marion, B., Rummel, S., Anderberg, A. Current–Voltage curve translation by bilinear interpolation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 12, 593–607, 2004.

Alonso - Abella, M.; Chenlo, F. A model for energy production estimation of PV grid connected systems based on energetic losses and experimental data. On site diagnosis, In: Proceedings of 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference; June, Paris; p. 2447e2450, 2004.

Williams, S.R.; Betts, R.R.; Gottschalg, D.G.; Dunlop, E. Evaluating the State of the art of Photovoltaic Performance Modelling in Europe. In. Proceedings in 20th EPVSEC, Barcelona, 2006.

Fuentes. M.; Nofuentes, G., Aguilera, J.; Talavera, D.; Castro, M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy*; 81:1396e408. 2007.

Almonacid, F.; Rus, C.; Pérez - Higuera, P.; Hontoria, L.; Aguilar, JD. Analysis of the energy produced by a PV generator based on an artificial neural network methodology. In: Proceedings of 24th European photovoltaic solar energy conference and exhibition; Hamburg, Germany; 2009.

Sulaiman, S., Rahman, TK, Musirin I. Partial evolutionary ANN for output prediction of a grid - connected photovoltaic system. *J Computing Electrical Engineering*;1:40e5. 2009.

Strobel, M. B., Zinsser, B., Makrides, G., Norton, M., Betts, T.R. Georghiou, G. E, Schubert, M., Gottscha, R. Energy Yield Forecasting for High - Efficiency PV Systems in Three Location Using Artificial Neural Networks. EUPVSEC-24. 21 - 25 Jan. 2009.

Simon, N. Donatien, N. Moungnutou, M. Comparison of Predictive Models for Photovoltaic Module Performance under Tropical Climate. *TELKOMNIKA*, Vol.10, No.2, pp. 245 - 256, 2012.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. Photovoltaic Report 2016, nov. 2016.

J. Merten, J. M. Asensi, C. Voz, A.V. Shah, R. Platz, J. Andreu, Improved Equivalent Circuit and Analytical Model for Amorphous Silicon Solar Cells and Modules. *IEEE Transactions on Electron Devices*, Vol. 45, No 2, Feb. 1998.

11.5. Referências Bibliográficas - Capítulo 4

International Electrotechnical Commission (IEC 61683). 11:1999, Photovoltaic Systems –Power conditioners – Procedure for measuring efficiency. 1999.

Rampinelli, G. A. Estudo de Características Elétricas e Térmicas para Inversores para Sistemas FVs Conectados à Rede. Tese de Doutorado, Programa de Pós - Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

Keating, I., Mayer, D., McCarthy, S., Wrixon, T. Concerted Action on Computer Modeling and Simulation. European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisboa, Portugal. 1991.

Jantsch, M.; Schmidt, H.; Schmid, J. Results of the Concerted Actions on Power Conditioning and Control. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Suíça, 1992.

King, D. L., Gonzalez, S., Galbraith, G. M., Boyson, W. E., Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratory Report, Novo México, 2007.

Rampinelli, G.A.; Krenzinger, A; Chenlo, R. F. Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. Renewable & Sustainable Energy Reviews, v. 34, p. 578 - 587, 2014.

Cavalcante, R. L. Análise Operacional de Dois Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Eletrica no Campus Universitario da UFPA, em de Belem-PA. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Pará, 2012.

Macêdo, W. N., Cavalcante, R. L., Júnior, W. B., Galhardo, M., Pinho, J. T. Contribuição Energética e Análise de Perdas de Conversão c.c./c.a. em uma Aplicação Fotovoltaica Conectada a Rede Eletrica na UFPA. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino - Americana da ISES – São Paulo, 2012.

California Energy Commission (CEC). A Guide to PV System Design and Installation, 2001.

Goldberg, D.A. Genetic Algorithms in Search, Optimization & Machine Learning. Addison Wesley, 1989.

Ramirez, J. A. Otimização – Notas de Aula, UFMG, 2013. Disponível em: <http://www.cpdee.ufmg.br/~lusoba/disciplinas/ele037.htm>, acesso em: 28/05/2014.

11.6. Referências Bibliográficas - Capítulo 5

Richter, M.; De Brabandere, K.; Kalisch, J.; Schmidt, T.; E. Lorenz. Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling. Performance Plus WP2 Deliverable D2.4.2015.

Hansen, C.; Pohl, A.; Jordan, D. Uncertainty and Sensitivity Analysis for Photovoltaic System Modeling. Sandia Report – SAND2013-10358, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, Novo México (EUA), p.60, 2013.

Stein, J.; Perez, R., Parkins, A. Validation of PV performance models using satellite-based irradiance measurements: a case study. National Solar Conference of American Solar Energy Society (ASES), 2010.

Buiatti, G. M. Inovações no marketing para pequenas empresas – Selo Solar para PGM Sistemas. In: Renex South America – Feira Internacional de Energias Renováveis, 2013.

Banco de Informações de Geração (BIG), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), 2015.

Menezes, A.; Macêdo, W. N.; Kochi, J.; Resende, D. Análise de operação do primeiro ano de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 21,75 kWp na cidade de Palmas-TO segundo a resolução normativa nº 482/2012 da Aneel. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Belo Horizonte, 2016.

Martifier Solar. Central Fotovoltaica do Estádio do Mineirão – 1,42 MWp, Projeto Executivo, InfraEstrutura Elétrica e Cálculos Justificativos. 2013.

Thevenard, D., Pelland, S. Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. Solar Energy, Vol. 91, pp. 432-445, 2013.

ISO/IEC. Guide 98-3:2008 – Uncertainty of Measurement, Part 3: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM), pp. 1-29, 2008.

Pereira, E., Martins, F. Abreu, S.; Ruther, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos / SP, 2006.

Dobos, A.; Gilman, P.; Kasberg, M. P50/P90 - Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model (SAM). National Renewable Energy Laboratory. In: Proceedings of 2012 World Renewable Energy Forum Denver, Colorado May 13-17, 2012.

11.7. Referências Bibliográficas - Capítulo 6

PVsyst S.A. User's Guide: PVsyst 6 Help. Disponível em: <http://files.pvsyst.com/help/index.html>. Acesso: 24/08/2014.

PV*SOLExpert6.0. Valentin Software:<<http://www.valentin-software.com/manual-pvsolen.pdf>> Acesso: 05/08/2014.

PVWatts Grid Data Calculator (version 2): Disponível em: <<http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/grid.html>> Acesso em: 06/03/15.

System Advisor Model (SAM): Disponível em: <<http://sam.nrel.gov/>> Acesso em: 16/03/15.

HOMER. User's Guide. Disponível em <http://support.homerenergy.com/model>. Acesso em: 26/03/15.

Polysun Simulation Software. User Manual. 2014.

Macêdo, Wilson N.; Torres, P. F.; Pontes, S. S. N.; Braga, W.; Cavalcante, Renato L.; Galhardo, Marcos A. B.; Pinho, J. T. Análise da Eficiência de um Microinversor Conectado à Rede Elétrica. In: V CBENS, Recife, 2014.

Yates, T., Hibberd, B. 2010. Production Modeling for Grid-Tied PV Systems. SOLARPRO. April/May. 30-56, 2010.

Podewills, C. Las perspectivas son buenas. El laboratorio de Photon ha examinado programas para la estimación del rendimiento. Revista PHOTON, p.46-49, 2011.

Axaopoulo, P.J., Emmanouil, D. F., Konstantinos, G. Accuracy analysis of software for the estimation and planning of photovoltaic installations. International Journal of Energy and Environmental Engineering. Springer, pp.1-7, 2014.

11.8. Referências Bibliográficas - Capítulo 7

International Energy Agency (IEA). Energy from the desert: Very Large Scale PV Power Plants for Shifting to Renewable Energy Future. Final Report IEA-PVPS T8-01:2015. ISBN 978-3-906042-29-9. February, pp. 171, 2015.

Feldman D., Lowder T. Banking on Solar: An analysis of banking opportunities in the U.S. distributed photovoltaic market. National Renewable Laboratory. Technical Report NREL/TP-6A20-62605. November 2014.

Fu, R., Chung, D.; Lowder, T.; Feldman, D.; Ardani, K.; Margolis, R. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016. National Renewable Laboratory. Technical Report NREL/ST6T.0510. September 2016.

Cunningham, J.; Hernday, P.; Mokri, J. Commissioning for PV Performance SunSpec Alliance Best Practice Guide. D42039-1. October. pp.74, 2014.

Tyutyundzhiev, N, Martinez-Moreno, F, Lorenzo, E. Final update of the quality control procedures. PVCrops Report 09.03. August. pp. 95, 2014.

European Commission Joint Research (JRC) / Centre Institute for Energy. Guidelines for PV Power Measurement in Industry. JRC Scientific and Technical Reports. Ispra, Italy, pp.80. 2014.

Gleason, B. PV System Commissioning. SolarPro issue 2.6 November, pp. 1-11, 2009.

Solar America Board for Codes and Standards. Module Power Rating Requirements (Policy Recommendation Report), pp. 7. 2011.

Martinez-Moreno, F, Lorenzo, E, Navarte, L, Moretón, R, Tyutyundzhiev, N, de la Parra, I. Technical specifications and quality control procedures for reducing the uncertainty in PV installations: results of the FP7 project PVCROPS. In: 31th European PV Solar Energy Conference and Exhibition. Hamburg, pp. 1-6, 2015.

Drnberger, D.; Bartke, J.; Steinhüser, A.; Kiefer, K.; Neuberger, F. Uncertainty of Field I-V-Curve Measurements in Large Scale PV-Systems, 25th EU PVSEC, Valencia DOI 10.4229/25thEUPVSEC2010-4BV.1.62, 2010.

Moreton, R, Lorenzo, E, Munoz, J. A 500-kW PV generator I-V curve. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. V. 22/12. ISSN: 1062-7995. DOI: 10.1002/pip.2401. pp. 1280-1285, 2014.

Durán, E.; Piliouquine, M.; Sidrach-de-Cardona, M.; Galán, J.; Andújar, J.M. Different methods to obtain the I-V curve of PV modules: a review. In: 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSEC '08). 2008. doi: 10.1109/PVSC.2008.4922578. pp. 1 – 6.

Spertinoa, F.; Ahmada, J.; Ciociaa, A.; Di Leoa, P.; Murtazab, A. F., Chiabergec, M. Capacitor charging method for I–V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems. *Solar Energy*. v. 119, 2015. pp. 461-473.

Sydney (2000). The environmental Games. Environmental achievements of Sydney 2000, pp. 26, 2000.

FIFA (2010). Green Goal 2010 – Legacy Report. Cape Town, South Africa, pp. 137, 2011.

Solar Energy Industries Association (SEIA), Solar For the Win: A Study on Solar in U.S. Professional Sports, 2016. <http://www.seia.org/research-resources/solar-win-study-solar-us-professional-sports>. (acesso 10.07.2016).

Natural Resources Defense Council (NRDC). Demand Latest Green Building Leaders in Professional Sports. Game Changer: How the Sports Industry is Saving the Environment, pp. 107-111, 2012.

United Nation Environment Programm (UNEP). Independent Environmental Assessment – 2008 Beijing Olympics Games. pp.139, 2008.

International Energy Agency (IEA). Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems. PVPS annual report (348 kWp Townsville Sports Stadium), pp. 118, 2012.

Rüther, R. Feasibility Study – Project: Solar World Cup 2014 – Minas Gerais, Utilization of the Mineirão- Mineirinho complex rooftops for the generation of electric energy with photovoltaic panels. Final Report. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). May, 2010, pp. 153.

FIFA (2006). Green Goal 2006 – Legacy Report. Frankfurt, Germany, 2006, 122 pp.

Dolles, H.; Södermana, S. Addressing ecology and sustainability in mega-sporting events: The 2006 football World Cup in Germany. *Journal of Management & Organization*. Volume 16 / Issue 04 / September 2010, pp 587-600.

World Heritage Encyclopedia. Badenova-Stadio - List of association football stadiums by country, 2005–06 DFB-Pokal, 2007–08 2. Bundesliga, 2009–10 Bundesliga. National Public Library, 2011.

Lisboa, A. Estádios Solares – Minas Solar 2014, Inova FV (presentation), Unicamp, Campinas, São Paulo. 2011.

Swissinfo. Swiss champion solar power but struggle with targets. 2015. http://www.swissinfo.ch/eng/energy_swiss-champion-solar-power-but-struggle-with-targets/41603882. (accessed 20.06.2016).

Rüther, R.; Montenegro, A.; Zomer, C.; Santos, I.; Nascimento, L. Grabolle, P. Estádios Solares. Opção Sustentável para a Copa de 2014 no Brasil. (Relatório Final). Instituto Ideal / Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Maio, 2010, pp.52.

Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Avaliação do Desempenho da Usina Fotovoltaica do Mineirão – maio a novembro (presentation). 2014.

Martifier Solar. Central Fotovoltaica do Estádio do Mineirão (1.42 MWp) - Projeto de Execução, Infraestruturas elétricas, Cálculos Justificativos (Report). 2013, pp.49.

Ramli, M. A.M., Prasetyono, E., Wicaksana, R. W., Windarko, N. A., Sedraoui, Al-Turki, K. On the investigation of photovoltaic output power reduction due to dust accumulation and weather conditions. *Renewable Energy*, Vol. 99, 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.063> pp. 836-844.

Ghazi, S., K. Ip. The effect of weather conditions on the efficiency of PV panels in the Southeast of UK. *Renewable Energy*, vol. 69, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.018>. pp. 50-59, 2014.

Congedo, P. M., Malvoni, M., Mele, M., De Giorgi, M.G. Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy. *Energy Conversion and Management*, vol. 68, 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2012.12.017>. pp.1-10.

Correa-Betanzo, Calleja, H., Lizarraga, A. Photovoltaic system assessment considering temperature and overcast conditions: Light load efficiency enhancement technique. *Solar Energy*, Vol. 137, 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.08.014>. pp. 148-157.

Müller, B., Hardt, L., Armbruster, A., Kiefer, K., Reise, C. Yield Predictions For Photovoltaic Power Plants: Empirical Validation, Recent Advances and Remaining Uncertainties. In: *Proceedings of the 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*. Amsterdam, Netherlands, 2014; pp. 1-9.

Woyte, A., Richter, M., Moser, D., Mau, S., Reich, N., Jahn, U. Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems - Good Practices for Monitoring and Performance Analysis. IEA PVPS Task 13, Subtask 2. Report IEA-PVPS T13-03, 2014. pp.90.

Moreno-Garcia, I., Palacios-Garcia, E., Pallares-Lopez, V., Santiago, I., Gonzalez-Redondo, M., Varo-Martinez, M., Real-Calvo, J. Real-time monitoring system for a utility-scale photovoltaic power plant. *Sensors*. doi: 10.3390/s16060770, volume 16, May, 2016, pp. 1-25.

IEC 61724 std. Photovoltaics System Performance Monitoring-Guidelines for Measurement Data Exchange and Analysis. IEC, 1998.

Carigiet, F., Baumgartner, F., Sutterlueti, J., Allet, N., Pezzotti, M., Haller, J. Verification of Measured PV Energy Yield Versus Forecast and Loss Analysis. In: *Proceedings of the 28th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*. Paris, France, 2013; pp. 1-6.

Spertino, F., Corona, F. Monitoring and checking of performance in photovoltaic plants: A tool for design, installation and maintenance of grid-connected systems. *Renewable Energy*, v. 60, 2013, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.011>, pp. 722-732.

Carrillo, J., F., Martínez-Moreno. Use of PV plants monitoring to characterize PV arrays power. In: *Proceedings of the 31th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*. Hamburg (Germany). September, 2015; pp. 1-5.

Macêdo, Wilson N.; Zilles, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). *Progress in Photovoltaics*, v. 15, 2007, doi: 10.1002/pip.740. pp. 337-352.

Martínez-Moreno F., Lorenzo E., Moretón R., Narvarte L. Bankable Procedures for the Technical Quality Assurance of Large Scale PV Plants. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 2014, pp. 2864-2869.

Bizzarri, F., Brambilla, A., Caretta, L. Monitoring performance and efficiency of photovoltaic parks. *Renewable Energy*, v. 78, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015>, pp. 314-321, 2015.

Firman. A. Toranzos, V., Vera, L., Casa, J. Passive Monitoring of the Power Generated in Grid Connected PV Systems. *Energy Procedia*, v. 57, pp. 235-244, 2014.

Drews, A., Keizer, A., Beyer, G., Lorenzo, E., Bercke, J., Van Sark, W., Heydenreich, W., Wiemken, E., Steller, S., Toggweiler, P. Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations. *Solar Energy*, vol. 81, no. 4, 2007, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2006.06.019>. pp.548-564.

IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems, Std. 929, Jan. 2000.

TamizhMani, G.; Paghastian, K.; Kuitche, J.; Vemula, M. G.; Sivasubramanian, G. Photovoltaic Module Power Rating Per IEC 61853-1 Standard: A Study Under Natural Sunlight. *Solar America Board for Codes and Standards Report*. 2011. pp. 51.

Treble, FC. On-site measurement of the performance of crystalline silicon PV arrays. *Renewable Energy* 1994; 5: 275-280.

Martinez-Moreno, F, Lorenzo, E, Munoz, J., Moretón, R. On the testing of large PV arrays. *Progress in Photovoltaics: research and applications*. V. 22/12. ISSN: 1062-7995. doi: 10.1002/pip.1102. 2011. pp. 1280-1285.

International Electrotechnical Commission (IEC). Crystalline Silicon Photovoltaic (PV) Array–On-site Measurements of I–V Characteristics. IEC Standard nº 61829:1995.

International Electrotechnical Commission (IEC). Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating. IEC Standard nº 61853-1:2011.

Müllejjans, H, Zaaiman, W, Galleano, R. Analysis and mitigation of measurement uncertainties in the traceability chain for the calibration of photovoltaic devices. *Measuring Science and Technology*, 2009; 20: pp. 1-6.

International Electrotechnical Commission (IEC). Photovoltaic Devices. Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measure I–V Characteristics. IEC Standard-60891: 2009.

Hermann, W.; Wiesner, W. Current-Voltage Translation Procedure for PV Generators in the German 1,000 Roofs-Programme. In: *Proceedings EUROSUN; 2. Internationales Sonnenforum; Munich, 1996*. pp. 701-705.

Kusko, M.; Saly, V.; Perny, M. Comparison of Translation Techniques by PV Modules Diagnostics at Outdoors Conditions. *Electrotehnica e Automatica*, vol. 60 nº2, 2013. pp. 45-50.

Y. Hishikawa, H. Ohshima, M. Higa, K. Yamagoe, T. Doi. Precise Determination of the STC I-V Curves by Wide-Range Linear Extrapolation of Outdoor I-V Curves on Partly Sunny Days. In: *32th European PV Solar Energy Conference and Exhibition. 5DO.11.4. Munich, June, 2016*. pp. 1-6.

Y. Hishikawa, H. Ohshima, M. Higa, K. Yamagoe, T. Precise Outdoor PV Module Performance Characterization Under Unstable Irradiance. IEEE Journal of Photovoltaics (Volume: 6, Issue: 5, Sept. 2016. doi: 10.1109/JPHOTOV.2016.2571620.

J. Montes-Romero ; M. Torres-Ramírez ; J. de la Casa ; A. Firman ; M. Cýceres. Software tool for the extrapolation to Standard Test Conditions (STC) from experimental curves of photovoltaic modules. In: Proceedings IEEE Technologies Applied to Electronics Teaching (TAE), Sevilla, 2016. doi: 10.1109/TAE.2016.75282522016.

Hansen, C.; Martin, C. Photovoltaic System Modeling: Uncertainty and Sensitivity Analyses. Sandia Report – SAND2015-6700, Sandia National Laboratories, 2015, USA, p.60.

Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM). Evaluation of measurement data - Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement. Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM), 2010.

Richter, M., De Brabandere, K., Kalisch, J., Schmidt, T., E. Lorenz. “Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling”, Performance Plus WP2 Deliverable D2.4, 2015.

Emery, K. Uncertainty Analysis of Certified Photovoltaic Measurements at the National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-520-45299. August, 2009, pp.66.

Solmetric White Paper. Winning PV Contracts with I-V Curve Testing. 2011.

Application Note Solmetric PVA-600-1. Guide To Interpreting I-V Curve Measurements of PV Arrays. March, 2011.

Photon. The Learning Curve – IV curve tracers are increasing in precision and ease of use, but there’s still no perfect product. The Photon Magazine, issue 8, 2012, pp. 52-71.

Nakos, J. T. Uncertainty Analysis of Thermocouple Measurements Used in Normal and Abnormal Thermal Environment Experiments at Sandia’s Radiant Heat Facility and Lurance Canyon Burn Site. Technical Report SAND2004-1023, SANDIA, April, 2004, pp.82.

V. Fakhfouri, Uncertainty Calculation in PV measurement, Simulator’s and E-Loads calibration. Pasan Measurements systems / Meyer Burger Group. February, 2014.

V. Fakhfouri, W. Herrmann, W. Zaaiman, C. Dreier, C. Droz, K. Morita, L. Johnson, Uncertainty Assessment of PV Power Measurement in Industrial Environments. In: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Session 4AV.1.38 Hamburg, 2011, pp. 3408 - 3412.

Fluke ScopeMeter 190 Series II. Users Manual. Fluke Corporation. May, 2011. pp.158.

International Energy Agency (IEA). Analysis of Long-Term Performance of PV Systems: Different Data Resolution for Different Purposes. Report T13-05. ISBN 978-3-906042-21-3. pp. 60, 2014.

Nolasco, R.; Monteiro, L.; Mendes, V.; Arcanjo, A., 2016. Análise preliminar do desempenho de micro usinas fotovoltaicas instaladas na região metropolitana de Belo Horizonte. In: Proceedings VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS). Belo Horizonte (MG). ISSN 2178-9606. pp.8.

Dirk, C.; Kurtz, S. Photovoltaic Degradation Rates – an Analytical Review. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. V. 21/1. ISSN: 1062-7995. DOI: 10.1002/pip.1182. January, 2013. pp. 12-29.

Dirk, C.; Kurtz, S.; VanSant, K.; Newmiller, J. Compendium of Photovoltaic Degradation Rates. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. V. 24/7. ISSN: 1062-7995. DOI: 10.1002/pip.2744. February 2016. pp. 978-989.