

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

**A AVALIAÇÃO DE LONGO PRAZO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO À EDIFICAÇÃO URBANA E
CONECTADO À REDE ELÉTRICA PÚBLICA.**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, para a obtenção do título de MESTRE em Engenharia Civil.

LUCAS RAFAEL DO NASCIMENTO

Florianópolis, Dezembro de 2013

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

Nascimento, Lucas Rafael do

A AVALIAÇÃO DE LONGO PRAZO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À EDIFICAÇÃO URBANA E CONECTADO À REDE ELÉTRICA PÚBLICA / Lucas Rafael do Nascimento ; orientador, Ricardo Rütther - Florianópolis, SC, 2013.

103 p.

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

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Confiabilidade de Sistemas Fotovoltaicos. 4. Operação, Manutenção e Reposição (OM&R). I. Rütther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

**A AVALIAÇÃO DE LONGO PRAZO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO À EDIFICAÇÃO URBANA E
CONECTADO À REDE ELÉTRICA PÚBLICA.**

LUCAS RAFAEL DO NASCIMENTO

Dissertação julgada adequada para a obtenção do Título de MESTRE em Engenharia Civil, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil PPGEC da Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.

Prof. Roberto Caldas de Andrade Pinto, Ph.D.
Coordenador do PPGEC

Prof. Ricardo Rüther, Ph.D. Orientador

COMISSÃO EXAMINADORA:

Ricardo Rüther, Ph.D. – Moderador
ECV/UFSC

Luis Gomez, Dr.
ECV/UFSC

Roberto Zilles, Dr. IEE/USP

José Ripper Kos, Dr.
ARQ./UFSC

Samuel Luna de Abreu, Dr.
IFSC

AGRADECIMENTOS

À minha família e minhas quatro mães (Maristela, Marise, Marlene e Marli) por todo o apoio, dedicação, carinho e tudo o que me proporcionaram durante minha vida.

À minha amiga e companheira Daniela, por tornar os dias melhores e mais ensolarados.

Ao meu orientador, Ricardo Rütther, por todo o conhecimento compartilhado ao longo destes anos, pelo seu trabalho e dedicação à nossa equipe e ao crescimento do Grupo Fotovoltaica-UFSC como referência no Brasil.

Aos colegas do Grupo Fotovoltaica-UFSC Alexandre, Clarissa, Eduardo, Julio, Bernardo, Andrigo, Trajano e Elisângela por sua contribuição e ajuda no desenvolvimento deste trabalho. Pela infundável análise, tratamento e interpretação das séries históricas desta dissertação, o meu agradecimento especial aos colegas Rafael, Ernesto, Anelise e Ruany.

Aos professores Roberto Zilles, Samuel Luna de Abreu, Luis Gomez e José Ripper Kós, pela dedicação na leitura e contribuições no trabalho, além da disponibilidade em participar da banca em um dia 23/dez.

A todos meus amigos e amigas que de uma forma ou outra colaboraram para o bom andamento deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

A AVALIAÇÃO DE LONGO PRAZO DE UM SISTEMA FOTVOLTAICO INTEGRADO À EDIFICAÇÃO URBANA E CONECTADO À REDE ELÉTRICA PÚBLICA.

LUCAS RAFAEL DO NASCIMENTO

Florianópolis, Dezembro de 2013.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Área de Concentração: Construção Civil

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Confiabilidade de Sistemas Fotovoltaicos, Operação, Manutenção e Reposição (OM&R).

Número de páginas: 103

A geração fotovoltaica (FV) é uma fonte de energia elétrica que converte diretamente a energia do sol de forma silenciosa, não poluente e sem utilizar partes móveis. Isto faz desta fonte de energia um importante complemento à matriz elétrica, com alta confiabilidade e robustez, com baixa necessidade de operação, manutenção e reposição (OM&R). A confiabilidade associada aos geradores FV envolve todos os componentes do sistema, sejam eles: módulos FV, condutores, caixas de junção, inversores, dispositivos de proteção e sistemas de aquisição de dados. Todos estes itens são sujeitos a falhas e sua vida útil está muito relacionada às características climáticas de onde estes se encontram instalados, além das influências elétricas do próprio sistema FV, como da rede elétrica.

Módulos FV possuem garantia de sua potência nominal de tipicamente 20 a 30 anos. Os fabricantes, devido à grande capacidade instalada de seu produto, além de extensos testes realizados em laboratório, podem a princípio garantir que os módulos FV irão se comportar dentro dos padrões indicados em seus contratos de garantia. Fabricantes de equipamentos normalmente se amparam em testes de MTBF - *Mean time between failures* (tempo médio entre falhas) para prever a frequência de falhas de seus produtos. Diversos parâmetros de OM&R

utilizados no dimensionamento e análise econômica dos sistemas FV são tipicamente fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos além dos resultados apresentados na literatura. Muitas vezes alguns parâmetros de desempenho são negligenciados na simulação da avaliação do sistema. Os principais parâmetros utilizados são: degradação do módulo FV ao longo dos anos; indisponibilidade do sistema em função de falhas no gerador, inversor ou rede elétrica; vida útil dos inversores; limpeza do sistema em função do acúmulo de sujeira nos módulos, temperatura operacional, distribuição espectral da radiação local, entre outros. Grande parte dos sistemas FV utilizados como estudo de caso para determinação dos parâmetros de OM&R de um sistema são instalados em regiões que não apresentam as mesmas características climáticas experimentadas por sistemas FV instalados no Brasil. Neste caso, a utilização de tais parâmetros pode levar a incertezas na expectativa de geração de energia e avaliação econômica do sistema FV. Este trabalho avalia os dados provenientes dos 15 anos de operação ininterrupta do primeiro sistema FV integrado a uma edificação instalado no Brasil. O gerador FV de 2kWp instalado em Florianópolis opera desde setembro de 1997 e é composto por 54 módulos opacos e 14 módulos semitransparentes de Silício amorfo a-Si de junção dupla. Foram levantados, a partir dos dados medidos pelo sistema, os principais parâmetros relacionados a OM&R de um gerador FV integrado a uma edificação e interligado à rede elétrica. Foram avaliados, ainda, dados históricos de irradiação solar incidente no plano do gerador fotovoltaico e sua comparação com dados provenientes do Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Dissertation Abstract presented to Universidade Federal de Santa Catarina as a partial of the requirements to obtain the Master degree in Civil Engineering.

LONG-TERM ASSESMENT OF A BUILDING INTEGRATED, GRID CONNECTED PV SYSTEM

LUCAS RAFAEL DO NASCIMENTO

Florianópolis, December 2013.

Supervisor: Prof. Ricardo Rütther, Ph.D.

Area of Concentration: Construção Civil

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Photovoltaic Reliability, Operation, Maintenance and Replacement (OM&R).

Number of pages: 103

Photovoltaic (PV) generation is an electric energy source that directly converts sun energy in a silent and clean way, avoiding the use of moving parts. This makes this energy source a highly reliable and robust complement to the energy matrix, with low requirements of operation, maintenance and replacement (OM&R). The reliability associated to PV generators involves all the system components, such as: PV modules, cables, junction boxes, inverters, protection devices and data acquisition systems. All those items can fail and their lifecycle is related to the climatic characteristics of where they are installed, and also to the electric influences of the PV system and the grid. PV modules typically have around 20 to 30 years nominal power warranty. The manufacturers, due to the large accumulated installed capacity, and extensive lab tests, can insure that PV modules will behave in accordance with the corresponding warranty contracts. Equipment manufacturers normally use MTBF (Mean Time Between Failures) tests to assess failures in the products. Many OM&R parameters used for the sizing and economic viability analysis of PV systems are normally provided by the equipment manufacturers, with results widely available on the specialized literature. Quite often, operational parameters are neglected in the simulation of system performance. The main parameters affecting the performance of a PV system are: degradation of

the PV modules over the years; system unavailability due to failures at the generator, inverters or grid; inverters lifecycle; system cleaning due to the dirt accumulation at the modules, operational temperature, spectral content of the solar irradiation at the site, among others. Most of the PV systems used as case studies for determination of the OM&R parameters of a system are installed in regions that do not present the same climatic characteristics experienced by PV systems installed in Brazil. In these cases, the use of those parameters can result in uncertainties on the expectation of energy generation and economic viability analysis of the PV systems. The present work aims to evaluate the 15 years of operational data provided by the first building-integrated PV system installed in Brazil. The 2kWp PV generator installed in Florianópolis, operates since September 1997 and is comprised by 54 opaque modules and 14 semitransparent, double-junction amorphous silicon (a-Si) modules. The main parameters which were analyzed in this work, using the data provided by the system, are related to the OM&R of a PV generator building-integrated and connected to the grid. Historical data of the solar irradiation at the plane of the PV system in comparison with the data provided by the Brazilian Solar Energy Atlas were also evaluated.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Desenvolvimento da produção de módulos FV por tecnologia (Fraunhofer, 2012)	26
Figura 2. Tecnologias FV e áreas correspondentes para um sistema de 1kWp. Adaptado de Dgs (2008).....	27
Figura 3. Comparação das eficiências das melhores células FV produzidas em laboratório x melhores eficiências de módulos FV (Fraunhofer, 2012)	28
Figura 4. Média anual do total diário da irradiância solar global horizontal (kWh/m ² /dia) para o território brasileiro. (Pereira et al., 2006)	29
Figura 5. Variação de temperatura do gerador FV para diferentes tipos de integração FV (Skoplaki e Palyvos, 2009)	31
Figura 6. Resposta Espectral para diferentes tecnologias FV (Ishii et al., 2013)	33
Figura 7. Resposta das tecnologias FV para diferentes irradiâncias (N. Reich et al., 2005)	34
Figura 8. Degradação de potência c-Si (Jordan e Kurtz, 2013).....	35
Figura 9. Degradação de potência a-Si (Jordan e Kurtz, 2013).....	35
Figura 10. Irradiância Solar – Célula de referência suja (GDC - círculo aberto) e limpa (GCC - círculo fechado) (Zorrilla-Casanova et al., 2013).....	36
Figura 11. Relação das perdas causadas pela sujeira versus chuva em uma célula FV (Zorrilla-Casanova et al., 2013).....	37
Figura 12. Não uniformidade de sujeira em um sistema FV (Lorenzo et al., 2013).....	37
Figura 13. Impacto da não uniformidade da sujeira na curva IxV de um módulo FV limpo (curva azul) e de um módulo FV sujo (curva laranja), ambos conectados na mesma string. (Lorenzo et al., 2013).....	38
Figura 14. Impacto do acúmulo de sujeira para diferentes tecnologias FV (Qasem et al., 2012)	39
Figura 15. Taxa de Desempenho (PR) de 527 sistemas FV conectados à rede construídos entre 1991 e 2005. Adaptado de Iea (2007)	41
Figura 16. Falha de terra em um sistema FV que possui aterramento no polo negativo (ex.: módulos de tecnologia a-Si). Adaptado de Henze e Funtan (2011).....	43
Figura 17. Caixa de fusíveis típica de sistemas FV.....	44
Figura 18. Inversor FV com chave seccionadora c.c. integrada.....	45
Figura 19. Equipotencialização de um sistema FV.	48
Figura 20. Cabeamento de um painel FV. Adaptado de (Dgs, 2008).....	49

Figura 21. Sistema FV com dispositivos de proteção contra surtos - DPS (Finder, 2011)	50
Figura 22. Sistema de aquisição de dados com monitoramento de variáveis ambientais (Sma, 2012)	53
Figura 23. Supervisório de sistemas FV em plataforma WEB (Gavazzi, 2012)	54
Figura 24. Primeiro sistema FV conectado à rede instalado no Brasil (1997), com módulos de filme fino de Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) integrados a uma edificação.	55
Figura 25. Diagrama original do SFVCR de 2 kWp, em operação de 1997 a 2008 (Rüther, 1998)	56
Figura 26. Novo diagrama elétrico do sistema de 2 kWp, em operação a partir de 2009 (Viana et al., 2012)	57
Figura 27. Diagrama do novo sistema de aquisição de dados, em operação a partir de 2009.	58
Figura 28. Curva de geração do sistema de 2kWp operando em um dia de céu sem nuvens.	65
Figura 29. Curva característica (IxV) de um dispositivo FV.	67
Figura 30. Índice de indisponibilidade do sistema FV	69
Figura 31. Módulo FV - RWE ASE-30-DG-UT (detalhe dos conectores).	71
Figura 32. Piranômetros e células de referência do sistema FV de 2kWp.	72
Figura 33. Distribuição da irradiação solar mensal para o período de 1997 a 2012, na cidade de Florianópolis.	73
Figura 34. Variação interanual mensal da irradiação solar para o período de 1997 a 2012, na cidade de Florianópolis, no plano inclinado dos módulos FV (27°).	74
Figura 35. Trajetória solar no local de instalação do sistema FV.	75
Figura 36. Pôr-do-sol aos fundos do morro da cruz, vista do local de instalação do sistema FV. (Rüther, 2004)	75
Figura 37. Irradiação mensal com correção de perdas do horizonte e comparação com expectativas fornecidas pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (Barras verticais indicam incerteza de medição e estimativa do satélite).	76
Figura 38. Desvios percentuais entre os valores estimados pelo Atlas e valores medidos com correção do horizonte solar.	77
Figura 39. Dados históricos de nebulosidade para o período de 1961-1990 obtidos por observação em solo. (Inmet, 2004)	78
Figura 40. Distribuição da irradiação solar por faixas de irradiância obtida a partir de média histórica de 15 anos.	78

Figura 41. Distribuição da irradiação solar por faixas de irradiância obtida a partir de dados horários sintéticos gerada a partir do software PVSYST.....	79
Figura 42. Desvio relativo da irradiação solar por faixas de irradiância entre média histórica e dados sintéticos obtidos através do software de simulação PVSYST.....	80
Figura 43. Taxa de Desempenho (PR) e Produtividade (Yield) do sistema de 2 kWp ao longo dos 15 anos de operação (1997 a 2012).	81
Figura 44. Taxa de Desempenho por classes de irradiância.....	82
Figura 45. Curva de eficiência do inversor SMA - SB2500 (Tensão de operação do 2kWp de 500 V)(Sma, 2009).....	83
Figura 46. Degradação da potência do módulo FV ao longo dos anos - potência c.c. normalizada e temperatura dos módulos, para o período de 1997 a 2012.....	86
Figura 47. Módulos FV do 2kWp, em detalhe pontos de sujeira ocasionados por pássaros.	88
Figura 48. Distribuição uniforme de sujeira sobre o gerador FV.....	88
Figura 49. Curva IxV de uma das strings do gerador FV.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Falhas nos módulos FV e impactos no sistema FV de 2kWp avaliado neste trabalho.	63
Tabela 2. Distribuição da irradiação solar por faixas de irradiância para os anos de 1997 a 2012.	84
Tabela 3. Dados elétricos das strings antes e após limpeza.....	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

a-Si - Silício Amorfo
a-Si/ μ c-Si - Silício microcristalino
BOS – Balance of System
c.a. – corrente alternada
c.c. - corrente contínua
CdTe - Telureto de Cádmio
CIGS - Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
c-Si - Silício Cristalino
DPS - Dispositivos de proteção contra surtos
DR - Disjuntor diferencial
FDI - Fator de dimensionamento do inversor
FF - Fator de forma
FV - Fotovoltaico
GEF - Fundo Global para o Meio Ambiente
Imp - Corrente de máxima potência
Isc - Corrente de curto circuito
MPPT - Buscador de máxima potência
m-Si - Silício monocristalino
MTBF - Mean time between failures (tempo médio entre falhas)
OM&R - operação, manutenção e reposição
Pmpp - Ponto de máxima potência
PNca = Potência nominal em corrente alternada do inversor (W)
Ppico = Potência pico do painel fotovoltaico (W_p)
PR - Performance Ratio (Taxa de Desempenho - PR)
p-Si - Silício multicristalino
SPDA - Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC – Condições padrões de teste
String: Série Fotovoltaica - Conexão de módulos FV associados em série
SWE – Efeito Staebler-Wroski
SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment
PRca - Taxa de desempenho em corrente alterada
PRcc - Taxa de Desempenho em corrente contínua
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UHE - Usina Hidro Elétrica
UV - Ultravioleta
Vmpp - Tensão de máxima potência
Voc – Tensão de circuito aberto

Yield - Produtividade do sistema FV

Sumário

1	Introdução	21
1.1	<i>Justificativa e relevância do trabalho</i>	22
1.2	<i>Objetivos</i>	22
1.2.1	Objetivo Principal	22
1.2.2	Objetivos Específicos	23
2	Revisão bibliográfica	25
2.1	<i>Energia solar fotovoltaica</i>	25
2.2	<i>tecnologias fotovoltaicas</i>	25
2.3	<i>DISPONIBILIDADE DO RECURSO SOLAR</i>	28
2.4	<i>desempenho dos sistemas fotovoltaicos</i>	30
2.4.1	Temperatura	30
2.4.2	Umidade	32
2.4.3	Espectro solar	32
2.4.4	Irradiação solar	33
2.4.5	Degradação do módulo FV	34
2.4.6	Acúmulo de sujeira	35
2.4.7	Fator de dimensionamento do Inversor (FDI)	39
2.4.8	Índices de desempenho dos sistemas fotovoltaicos	41
2.5	<i>componentes de um sistema fv</i>	42
2.5.1	Condutores elétricos	42
2.5.2	Fusíveis	42
2.5.3	Disjuntores	44
2.5.4	Sistema de Proteção contra descargas atmosféricas - SPDA	47
2.5.5	Dispositivo de proteção contra surtos - DPS	49
2.5.6	Inversores	50
2.5.7	Sistema de Aquisição de dados	51
2.6	<i>confiabilidade dos sistemas FV</i>	54
2.6.1	Sistema 2kWp da Universidade Federal de Santa Catarina	54
2.6.2	Sistemas FV de longo tempo de operação	58
2.6.3	OM&R dos sistemas FV	58

3	Metodologia	61
3.1	<i>Análise de indisponibilidade do sistema</i>	62
3.1.1	Módulos FV	62
3.1.2	Inversor	63
3.1.3	Rede Elétrica	64
3.2	<i>Índices de desempenho dos 15 anos de operação</i>	65
3.3	<i>análise de degradação dos módulos FV</i>	66
3.4	<i>Impacto da sujeira no gerador FV</i>	67
4	Resultados E DISCUSSÕES	69
4.1	<i>indisponibilidade do sistema</i>	69
4.2	IRRADIAÇÃO SOLAR	71
4.2.1	Distribuição da irradiação solar	78
4.3	<i>Índices de desempenho</i>	80
4.4	<i>degradação do sistema FV</i>	85
4.5	<i>Sujeira no sistema FV</i>	87
5	Conclusões	91
6	Referências	95

1 INTRODUÇÃO

As projeções de demanda de energia elétrica em longo prazo são balizadores para tomadores de decisão no que diz respeito à política energética nacional. Os cenários de expansão levam em conta fatores demográficos e econômicos para sua estimativa. O Brasil é um país emergente que teve crescimento econômico médio nos três últimos anos de 3,7% (BRASIL, 2013). A estimativa de crescimento da demanda energética brasileira esperada, para o período de 2010-2019, é próxima a 5% a.a, caso o crescimento econômico também se mantenha próximo desta estimativa (ENERGÉTICA, 2010-2019). Esse aumento médio na potência instalada representa $3,3\text{GW}_{\text{Médio}}$, a cada ano, inseridos na matriz elétrica brasileira - a Usina Hidro Elétrica (UHE) Belo monte terá potência firme de $4,6\text{GW}_{\text{Médio}}$ (EPE, 2010), ou seja, a cada 16 meses, o Brasil precisará de um bloco de potência equivalente ao da usina do Xingu.

As perdas elétricas do sistema entre geração, transmissão e distribuição, são em média 16% entre o gerador de energia e o consumidor (ENERGÉTICA, 2010-2019), incluídas aí as perdas não-técnicas. Caso o consumidor produza, no ponto de consumo, a energia demandada na edificação, o aumento anual de demanda poderia ser de apenas $2,75\text{GW}_{\text{Médio}}$ por ano, ou o equivalente a $24,1\text{TWh}$ de geração anual. A geração fotovoltaica (FV) é uma forma de geração de energia elétrica renovável e promissora, que converte diretamente a luz do sol – uma fonte de energia inesgotável, silenciosa e, principalmente, não-poluente – em energia elétrica. A geração de eletricidade a partir do sol pode ser feita no local onde será consumida, evitando os custos e perdas de transmissão e distribuição da energia gerada em usinas hidro ou termoeletricas. Por não possuir partes móveis, o sistema FV possui uma operação, manutenção e reposição (OM&R) muito simplificada e índices muito baixos ou até mesmo nulos de indisponibilidade do sistema (DELUCCHI E JACOBSON, 2011). Devido aos elevados períodos de garantia dos módulos FV (20 a 30 anos em média), baixa OM&R e simplificada instalação do sistema, a geração FV se torna uma fonte de energia adequada para a integração junto às edificações. Países como Alemanha e Japão tomaram a iniciativa com programas de incentivo à integração de sistemas FV nas edificações há mais de 20 anos. O sucesso destes programas e o contínuo aumento da capacidade instalada de sistemas FV no mundo mostram que esta forma de geração pode contribuir positivamente para a complementação da matriz elétrica

Brasileira, auxiliando, por exemplo, no alívio de carga de pontos críticos da rede elétrica (BRAUN, 2010). Além disto, em áreas urbanas ensolaradas, com curvas de carga dominadas pelo consumo de aparelhos de ar-condicionado, frações consideráveis de um sistema FV podem ser considerados fontes despacháveis de energia, em virtude da alta correlação entre consumo e geração (JARDIM ET AL., 2008).

1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

Módulos FV possuem garantias de tipicamente 20 a 30 anos de sua potência nominal e a eletrônica de potência associada ao sistema também possui elevada confiabilidade. Devido a estas características e aos decrescentes custos de aquisição do sistema, a capacidade instalada da tecnologia FV cresce mundialmente. Diversos parâmetros de OM&R utilizados no dimensionamento e análise econômica dos sistemas FV são fornecidos pela literatura técnica ou fabricante dos equipamentos (e.g. degradação dos módulos FV ou MTBF dos inversores), mas são muitas vezes negligenciados na simulação do desempenho de um sistema FV. Os principais parâmetros utilizados na simulação do desempenho de um gerador solar no longo prazo são: degradação apresentada pelo módulo FV ao longo dos anos; indisponibilidade do sistema em função de falhas no gerador, inversor ou rede elétrica; vida útil dos inversores; limpeza do sistema em função do acúmulo de sujeira nos módulos, temperatura de operação, distribuição espectral da radiação solar local, entre outros.

Grande parte dos sistemas FV utilizados como estudo de caso para determinação dos parâmetros de OM&R são instalados em regiões que não apresentam as mesmas características climáticas experimentadas por sistemas FV instalados no Brasil. Neste caso, a utilização de tais parâmetros pode levar a incertezas na avaliação técnica e econômica do sistema FV.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Principal

Avaliar os dados provenientes dos 15 anos de geração do primeiro gerador FV integrado à edificação no Brasil, identificando os principais parâmetros de OM&R do sistema.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analisar os 15 anos do banco de dados de geração do sistema FV, identificando os componentes que levam à falha e indisponibilidade do sistema, assim como a frequência de interrupções do fornecimento de energia, tanto da concessionária quanto do gerador FV;
- Avaliar as principais figuras de mérito do sistema FV (PR e Yield), ao longo dos 15 anos de operação.
- Avaliar o impacto do acúmulo de sujeira no desempenho do sistema FV;
- Analisar a degradação do módulo FV ao longo dos 15 anos de operação;
- Avaliar os dados históricos de irradiação solar incidente no plano do gerador fotovoltaico e compará-los com dados provenientes do Atlas Brasileiro de Energia Solar;
- Avaliar de que forma os dados de irradiação solar medidos em intervalos de cinco minutos se comparam com dados sintéticos gerados por softwares de simulação e o seu impacto na expectativa de geração.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O efeito FV permite converter a luz do sol diretamente em energia elétrica. Este método de conversão de energia apresenta grandes vantagens como sua extrema simplicidade, a inexistência de peças móveis, sua característica modular (desde mW até MW), os curtos prazos de instalação, o elevado grau de confiabilidade dos sistemas e sua baixa manutenção (RÜTHER, 2004). Além disso, a conversão FV é silenciosa, não-poluente e utiliza uma fonte de energia renovável.

A conversão FV acontece utilizando-se materiais semicondutores, sendo o Silício o mais utilizado. Além do Silício, também são utilizados o Telureto de Cádmio (CdTe), Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (CIGS), além de outros semicondutores compostos (PARIDA ET AL., 2011).

2.2 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

As tecnologias FV podem ser divididas em três categorias ou gerações de módulos FV. A primeira geração utiliza o silício cristalino (c-Si), mono ou multicristalino, com células de grande espessura (180-250µm), o que representa uma maior limitação em termos de redução de custos e de produção. A segunda geração utiliza também o silício, mas na forma amorfa (a-Si), além de outros materiais como o CdTe e CuInGaSe₂ ou CIGS. Esta geração tem ênfase na redução de custos utilizando-se camadas muito finas (~1µm), por isto também chamados de filmes finos. A terceira geração originalmente foi definida como uma tecnologia que deveria possuir materiais abundantes, não tóxicos, de fina camada e de eficiência intrinsecamente maior que dispositivos de uma única junção como os apresentados na primeira geração. Esta definição foi ampliada para envolver outras tecnologias FV avançadas como, por exemplo, as células FV orgânicas (*dye-cells*). Apesar dos módulos de terceira geração apresentarem, a longo prazo, uma maior perspectiva de redução de custos, atualmente estes ainda possuem custos comparativos aos de primeira e segunda geração, além da baixa expectativa de vida útil. (EL CHAAR ET AL., 2011; GREEN, 2004; 2009; HEEGER, 2010; PARIDA ET AL., 2011). A Figura 1 ilustra o desenvolvimento da produção de módulos FV por tecnologia. Pode-se observar como a tecnologia dos módulos de 1ª geração se apresenta

como a mais tradicional das tecnologias FV e a que ainda hoje apresenta a maior escala de produção a nível comercial, com cerca de 85% do mercado para o ano de 2011.

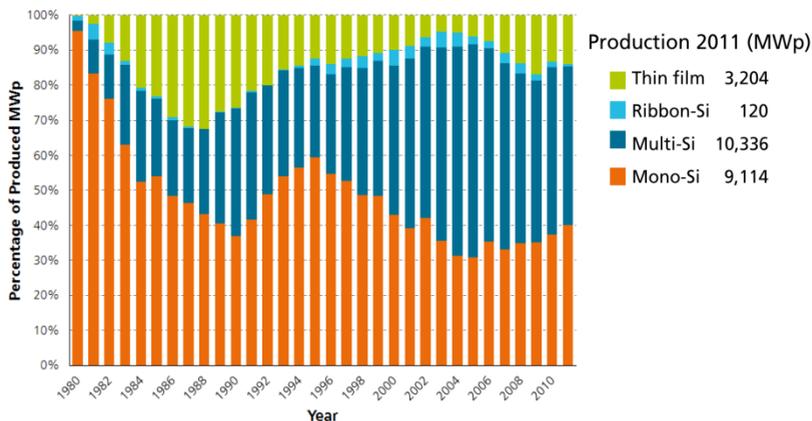


Figura 1. Desenvolvimento da produção de módulos FV por tecnologia (FRAUNHOFER, 2012)

A eficiência de conversão FV é dada pela razão entre a potência máxima fornecida pela célula ou módulo FV em condições padrão e o produto da área da célula ou módulo pela irradiância, também em condições padrão, incidente sobre esta área (ABNT, 2006).

A Figura 2 mostra a área média ocupada pelas diversas tecnologias FV para instalar um sistema FV de 1kWp. Como se pode observar, as áreas ocupadas por um sistema que utiliza a tecnologia de silício amorfo (a-Si) é de 2 a 3 vezes superior à área de um sistema de tecnologia de silício cristalino (c-Si). Porém, como o custo dos módulos FV é calculado em função da sua potência e não da sua área, módulos menos eficientes normalmente possuem melhor relação R\$/m², podendo ocupar uma grande área de cobertura por um baixo investimento. Os módulos cristalinos, por sua vez, em função de sua maior eficiência, levam a sistemas com menor custo de BOS¹.

¹ O termo em inglês BOS (*balance of system*) se refere a todos os componentes do sistema FV, excluindo deste os módulos FV (e.g. inversores, estrutura metálica, condutores, etc) (ABNT, 2006).

Tecnologia	Área requerida para 1kWp	
Monocristalino (c-Si) Células de alto desempenho	7m ² -9m ² 5.5m ² -7m ²	
Policristalino (p-Si)	7.5m ² -10m ²	
Disseleneto de Cobre e Índio (CIS)	9m ² -11m ²	
Telureto de Cádmio (CdTe)	9m ² -11m ²	
Silício Amorfo (a-Si)	14m ² -20m ²	

Figura 2. Tecnologias FV e áreas correspondentes para um sistema de 1kWp. Adaptado de Dgs (2008)

Na **Figura 3** é apresentada a comparação das eficiências das melhores células FV produzidas em laboratório e as melhores eficiências de módulos FV. É importante ressaltar que as eficiências apresentadas são bastante superiores às encontradas comercialmente, pois os estudos em laboratório geralmente utilizam materiais de alta pureza em processos bem controlados de produção, assim como células de dimensões reduzidas.

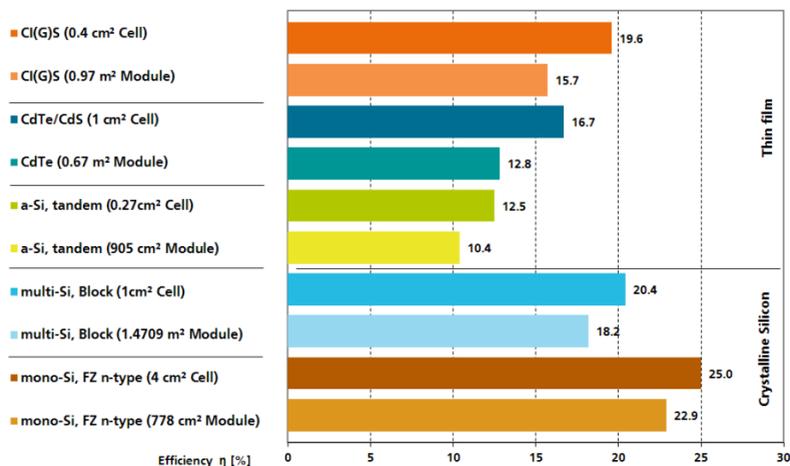


Figura 3. Comparação das eficiências das melhores células FV produzidas em laboratório x melhores eficiências de módulos FV (Fraunhofer, 2012)

2.3 DISPONIBILIDADE DO RECURSO SOLAR

Os níveis de irradiação solar incidentes no Brasil foram mapeados pelo projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), financiado pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) e co-financiado pelo GEF (Fundo Global para o Meio Ambiente). O SWERA teve por objetivo montar uma extensa base de dados de alta qualidade e confiabilidade que permitissem o desenvolvimento de projetos e políticas públicas para a área solar e eólica, assim como atrair investimentos do capital privado para estas áreas (MARTINS, PEREIRA, ET AL., 2008).

Os dados do SWERA permitiram a elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA ET AL., 2006), que apresenta dados de irradiação na superfície terrestre, obtidos a partir do tratamento, via modelo matemático, de uma série histórica (jul/1995 a dez/2005) de dados e imagens de satélite geoestacionário, posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Os dados fornecidos pelo atlas apresentam estimativas do total diário de irradiação solar com resolução espacial de 10 x 10 km (PEREIRA ET AL., 2006). Os mapas são hoje a fonte de dados solarimétricos de maior confiabilidade disponível no Brasil. A Figura 4 ilustra o mapa com a média anual do total diário da

irradiação solar global horizontal ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$) para o território brasileiro.

O modelo utilizado para as estimativas de irradiação solar na superfície apresenta uma ligeira superestimativa do nível de irradiação solar em regiões com predominância de céu nublado (MARTINS *ET AL.*, 2003; MARTINS, SILVA, *ET AL.*, 2008; PEREIRA *ET AL.*, 2006).

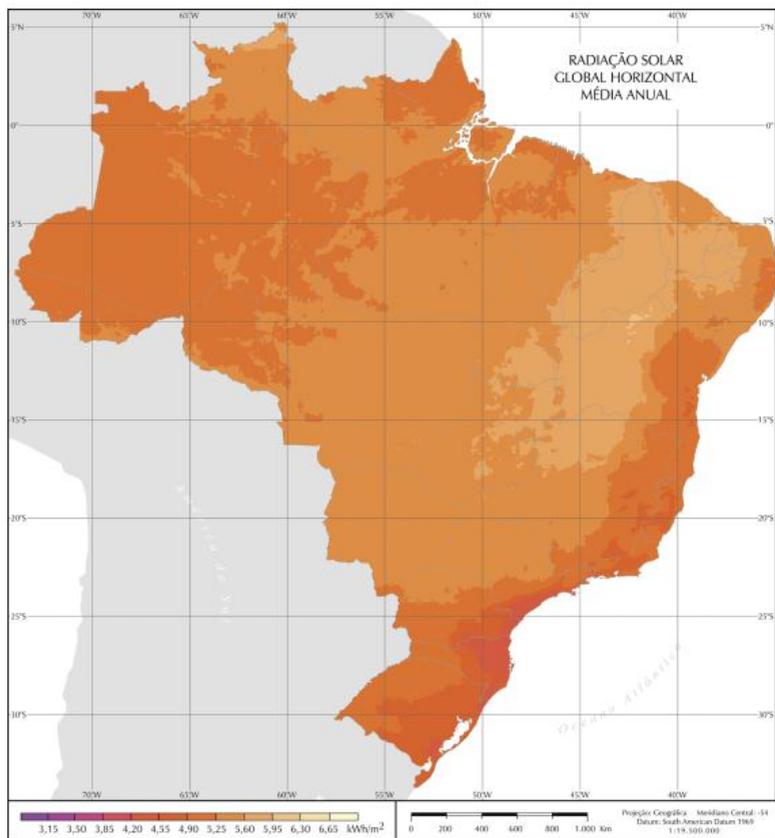


Figura 4. Média anual do total diário da irradiação solar global horizontal ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$) para o território brasileiro. (PEREIRA *ET AL.*, 2006)

2.4 DESEMPENHO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Diversos são os fatores ambientais que podem afetar o desempenho dos sistemas FV. Estes fatores podem estar relacionados somente com o desempenho elétrico do sistema FV, como no caso do perfil da irradiância solar e espectro. Outras características – como a temperatura do sistema, umidade e acúmulo de sujeira – tanto estão relacionadas ao desempenho elétrico quando às despesas com OM&R do sistema.

2.4.1 Temperatura

O tipo de integração dos módulos FV à edificação pode influenciar fortemente o desempenho do sistema. A [Figura 5](#) mostra como as diferentes integrações arquitetônicas podem levar a diferentes temperaturas dos módulos FV. Em climas quentes, a temperatura de módulos FV não ventilados integrados a coberturas pode chegar a valores superiores a 80°C ([RÜTHER ET AL., 2010b](#)), afetando fortemente suas características elétricas, pois a tensão dos módulos diminui proporcionalmente com o aumento da temperatura. Nestas situações a escolha da tecnologia deve ser um ponto a ser observado. Módulos de película fina como as tecnologias de a-Si e Silício microcristalino (a-Si/ μ c-Si), se tornam opções adequadas para este tipo de integração arquitetônica, pois possuem baixo coeficiente de temperatura ([RÜTHER ET AL., 2008](#); [RÜTHER ET AL., 2010a](#)). Principalmente para módulos de Silício amorfo, os coeficientes de temperatura informados nos catálogos muitas vezes não condizem com as características elétricas reais de módulos FV estabilizados, podendo o coeficiente ser ainda menor do que o informado. ([RÜTHER ET AL., 2008](#)).

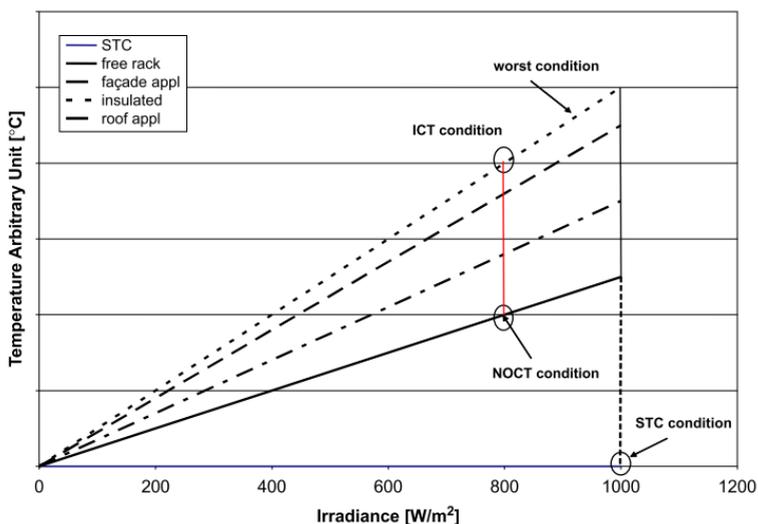


Figura 5. Variação de temperatura do gerador FV para diferentes tipos de integração FV (Skoplaki e Palyvos, 2009)

Altas temperaturas ambientes, além de impactar no desempenho elétrico do sistema, também podem degradar células, reduzindo sua vida útil. Esta degradação causada pela temperatura pode ocorrer de diferentes formas. O conjunto vidro/encapsulante, por exemplo, que é utilizado para proteger a célula de radiação ultravioleta e infravermelho, gradualmente perde esta capacidade com o aumento da temperatura e posteriormente se torna frágil (QUINTANA ET AL., 2002; SEFID ET AL., 2012). Outros materiais que compõem o módulo FV, também são vulneráveis aos efeitos prolongados das altas temperaturas, como é o caso do material encapsulante que protege a célula FV, que perde cor e elasticidade nestas condições (SEFID ET AL., 2012). Aumento da resistência em série das células FV é outro efeito indesejável da longa exposição a altas temperaturas. Má qualidade da solda ou do processo de soldagem na fabricação do módulo ficam evidentes nestas condições (KING ET AL., 2000).

2.4.2 Umidade

A umidade pode atuar de duas maneiras no desempenho de um sistema FV. O primeiro cenário é o efeito do vapor de água no espalhamento, reflexão e absorção da irradiância solar. O segundo cenário são os efeitos do ingresso de umidade dentro do encapsulamento do módulo FV.

No primeiro caso, dependendo dos índices de umidade, a irradiância pode ser muito atenuada, podendo ser um dos fatores a influenciar a locação do sistema FV (GWANDU E CREASEY, 1995). No segundo cenário, a umidade pode causar fragilização do material encapsulante e aumento da resistência série das células FV, diminuindo o desempenho do dispositivo (MEKHILEF ET AL., 2012; SEFID ET AL., 2012).

Alta umidade também pode levar à formação de orvalho sobre o painel FV. Em locais sujeitos a esta condição, coágulos de poeira podem se formar, diminuindo o desempenho do sistema em função da sujeira (MANI E PILLAI, 2010).

2.4.3 Espectro solar

Várias são as tecnologias FV comercialmente disponíveis. Cada tecnologia apresenta características intrínsecas diferentes. Logo, suas características elétricas também o serão. Quando expostos à luz solar, módulos FV apresentam melhor desempenho elétrico quando expostos a um determinado tipo de luz. Esta resposta do módulo FV para diferentes comprimentos de onda da radiação solar chama-se “resposta espectral”. Para cada tecnologia, uma determinada faixa do espectro solar é mais adequada, levando a uma máxima produção de energia. A Figura 6 mostra a resposta espectral para diferentes tecnologias FV.

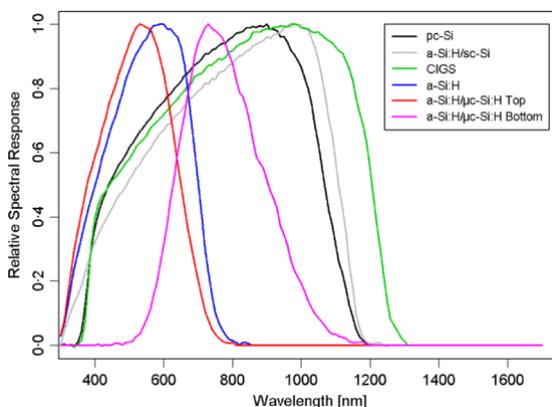


Figura 6. Resposta Espectral para diferentes tecnologias FV (ISHII ET AL., 2013)

Como se pode perceber, a tecnologia de a-Si possui resposta espectral voltada para baixos comprimentos de onda, de cor azul. Com isto, seu desempenho será beneficiado principalmente em regiões com predominância de céu nublado e baixa irradiância (RÜTHER ET AL., 2002) (GOTTSCHALG ET AL., 2005). As informações do conteúdo espectral da radiação solar ainda são pouco disponíveis no Brasil, dado o alto custo dos equipamentos envolvidos na medição do recurso. Alternativas para calcular a distribuição espectral da radiação solar estão sendo elaboradas, utilizando-se banco de dados atmosféricos, criados a partir de informações obtidas por vários instrumentos de medidas, a bordo de satélites, radiômetros em superfície, além de equipamentos de radiossondagem. Estes parâmetros servem como entrada em modelos de transferência radiativa que calculam a distribuição espectral da radiação solar (HAAG E KRENZINGER, 2010).

2.4.4 Irradiação solar

O nível de irradiação solar também é uma característica que possui influência no desempenho do sistema FV. Quando módulos FV são testados em laboratório, sua eficiência é medida sob irradiância de 1000W/m^2 , que equivale à irradiância máxima de um dia claro sem nuvens. Apesar de grande parte da energia de um sistema FV ser gerada em altos níveis de irradiância (BURGER E RÜTHER, 2006), dependendo da época do ano e índice de nebulosidade, baixas irradiâncias podem ter

grande influência no desempenho do sistema FV (RÜTHER *ET AL.*, 2010b). A Figura 7, mostra a eficiência de diferentes tecnologias FV normalizadas para condições de STC em função da irradiância. Pode-se observar que a tecnologia de a-Si atinge eficiência nominal para praticamente qualquer nível de irradiância.

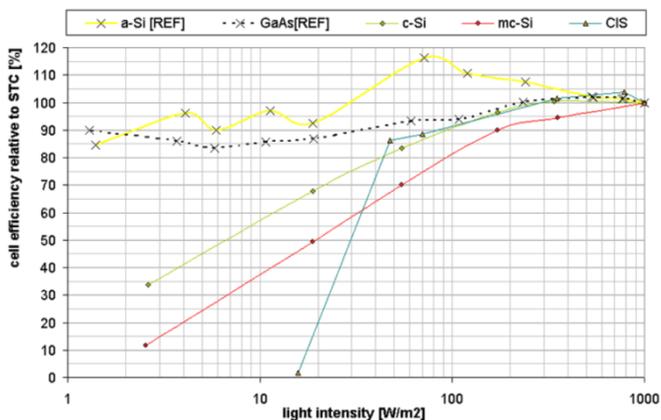


Figura 7. Resposta das tecnologias FV para diferentes irradiâncias (N. REICH *ET AL.*, 2005)

2.4.5 Degradação do módulo FV

Módulos FV possuem garantias contra defeitos de fabricação que normalmente são oferecidos em contratos de 5 a 10 anos. As garantias de produto estão relacionadas a trincas e rachaduras nos vidros, descolamento da caixa de conexão, delaminação das camadas encapsulantes, etc. Além da garantia do produto, são fornecidas pelos fabricantes garantias quanto à potência do módulo FV. Tipicamente, é garantido pelo fabricante do módulo FV que a potência nominal do módulo deverá ter redução máxima de 10% nos primeiros 10 anos de operação e outros 10% para os próximos 10 a 20 anos próximos. Isto representa uma degradação do módulo FV de cerca de 0,7 a 1% ao ano em sua potência nominal.

A degradação dos módulos FV, não é idêntica para todas as tecnologias, assim como está bastante relacionada ao clima onde o sistema encontra-se instalado. Para módulos cristalinos, um levantamento realizado em 1751 sistemas FV, mostrou que a mediana de degradação para esta

tecnologia é de cerca de 0,5% ao ano (Figura 8). Para a tecnologia de a-Si, um estudo realizado com 169 sistemas FV aponta que a mediana de degradação do sistema é de 1,0% ao ano (Figura 9) (JORDAN E KURTZ, 2013).

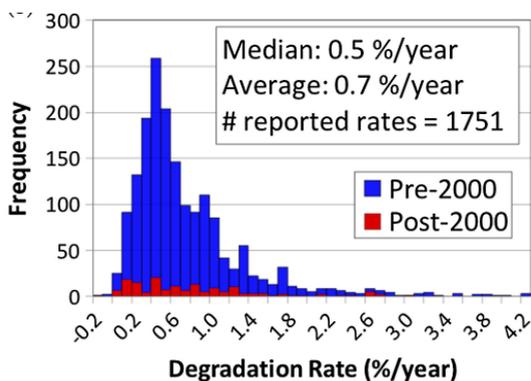


Figura 8. Degradação de potência c-Si (JORDAN E KURTZ, 2013)

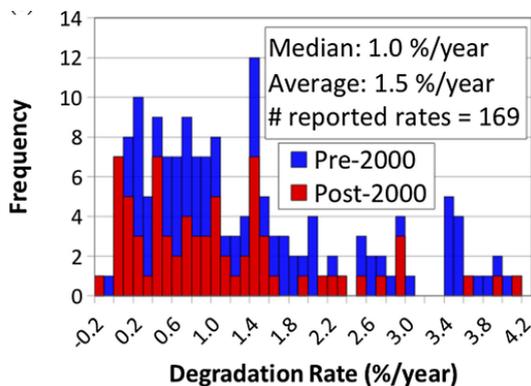


Figura 9. Degradação de potência a-Si (JORDAN E KURTZ, 2013)

2.4.6 Acúmulo de sujeira

O efeito FV baseia-se na absorção de luz pelo dispositivo conversor. Quanto maior o conteúdo energético da radiação solar incidente, maior a resposta em potência do dispositivo fotovoltaico. Quando a radiação solar atinge a atmosfera da terra, um percentual é refletido e outro é absorvido pelas nuvens e gases presentes (PEREIRA ET AL., 2006;

RÜTHER, 2004). Similar ao que acontece com a radiação na atmosfera, pode acontecer novamente quando a radiação solar incide em um módulo FV. Quando um sistema FV está instalado em locais pouco chuvosos e com muito material particulado na atmosfera, os módulos podem acabar sujos de pó e poeira. Como se pode observar na **Figura 10**, quando a radiação solar atinge um módulo FV com distribuição uniforme de sujeira, ela é atenuada, diminuindo a energia recebida pelo dispositivo.

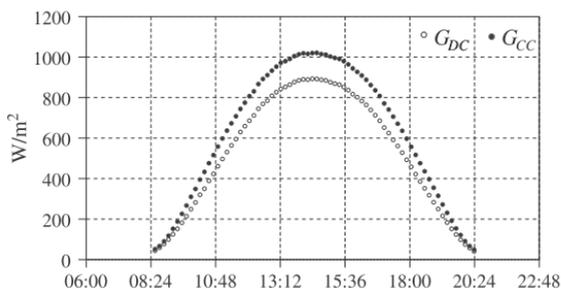


Figura 10. Irradiância Solar – Célula de referência suja (G_{DC} - círculo aberto) e limpa ($G_{c.c.}$ - círculo fechado) (ZORRILLA-CASANOVA ET AL., 2013)

Quando os módulos FV possuem uma pequena inclinação (5 a 10°), a própria chuva é quem faz a limpeza do módulo, não sendo normalmente necessárias limpezas adicionais. Como se pode observar na **Figura 11**, que mostra a relação das perdas causadas pela sujeira *versus* chuva em uma célula FV, quando a chuva incide sobre um painel FV, as perdas ocasionadas pela sujeira praticamente desaparecem. Portanto, no que se refere à limpeza superficial dos módulos FV, é desejado que não haja grandes períodos sem chuvas, caso contrário uma limpeza manual será necessária.

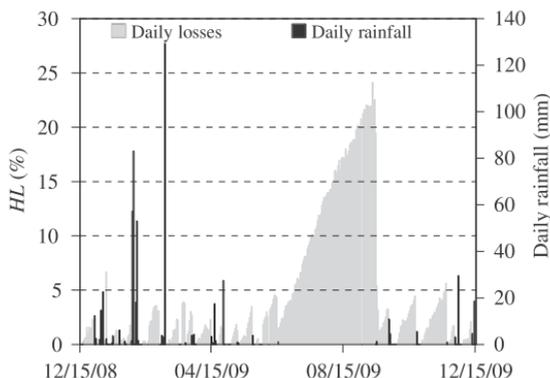


Figura 11. Relação das perdas causadas pela sujeira *versus* chuva em uma célula FV (ZORRILLA-CASANOVA *ET AL.*, 2013)

Limpezas nos painéis FV também são necessárias quando a distribuição da sujeira não é uniforme nos módulos FV. Neste caso, as perdas não estão somente relacionadas com a atenuação da radiação solar, mas também com descasamentos elétricos (*mismatch*) de tensão e corrente entre módulos limpos e módulos sujos. A [Figura 12](#) ilustra a não uniformidade de distribuição de poeira sobre um sistema FV e na [Figura 13](#) o impacto elétrico na curva IxV de um módulo limpo conectado na mesma *string*² de um módulo sujo.



Figura 12. Não uniformidade de sujeira em um sistema FV (LORENZO *ET AL.*, 2013)

² *String*: Série Fotovoltaica - Conexão de módulos FV associados em série

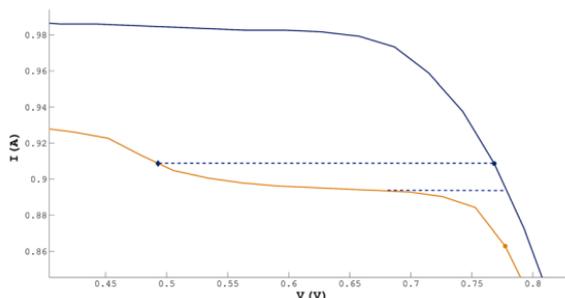


Figura 13. Impacto da não uniformidade da sujeira na curva IxV de um módulo FV limpo (curva azul) e de um módulo FV sujo (curva laranja), ambos conectados na mesma *string*. (LORENZO ET AL., 2013).

A sujeira também possui diferentes impactos dependendo da tecnologia FV utilizada. Como se pode observar na [Figura 14](#), à medida que a densidade de poeira é aumentada sob uma célula FV de diferentes tecnologias, as perdas elétricas também aumentam, com impacto ligeiramente superior para a tecnologia a-Si. Isto está relacionado ao maior *band-gap*³ desta tecnologia, que possui efetiva resposta espectral entre 300 e 800nm, na qual a transmitância espectral, em função da poeira, decresce mais rapidamente que em comprimentos de ondas maiores (QASEM ET AL., 2012).

³ Banda proibida: Região localizada entre a banda de condução e a banda de valência de um átomo.

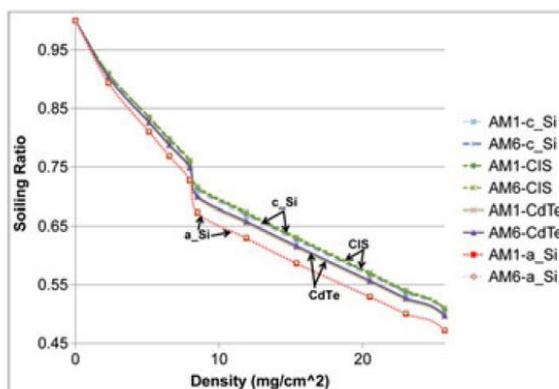


Figura 14. Impacto do acúmulo de sujeira para diferentes tecnologias FV (QASEM ET AL., 2012)

2.4.7 Fator de dimensionamento do Inversor (FDI)

Os módulos FV vêm apresentando acentuada redução de custo nos últimos anos. Os inversores, apesar de também terem apresentado redução de custos, não têm acompanhado o mesmo nível de redução apresentado pelos módulos FV. Isto vem levando a uma tendência de se otimizar ao máximo o inversor utilizado, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo.

Quando é realizado dimensionamento do sistema, este deve ser feito de maneira que o inversor não seja nem pouco utilizado nem demasiadamente sobrecarregado. Utilizando um inversor de menor capacidade para o mesmo painel FV, sem impactar na quantidade de energia e na qualidade do sistema, a energia gerada terá um menor custo por kWh.

Devido ao coeficiente negativo de temperatura das tecnologias FV, a potência do módulo FV se reduz com o aumento de temperatura. Desta forma, mesmo quando as irradiâncias são próximas de 1000W/m², a potência do painel dificilmente se aproxima de sua potência nominal, sendo esta característica mais intensa para módulos de c-Si do que para módulos a-Si. Esta característica física do dispositivo, associada à otimização econômica do sistema, leva à recomendação de se subdimensionar os inversores de sistemas FV, devendo o

dimensionamento levar em conta a tecnologia FV utilizada além dos parâmetros climáticos locais (temperatura e distribuição da radiação solar).

Em situações em que a potência do painel FV ultrapassa a potência máxima de entrada do inversor, independente da potência do painel, a corrente de saída do inversor é sempre limitada ao seu valor máximo. Nestas situações quando o painel FV tem potência superior à potência do inversor, o inversor modula seu ponto de MPPT de modo a não ultrapassar os seus limites máximos de potência, estando o módulo FV, neste momento, em um ponto da curva IxV que não será o ponto ótimo de operação.

O FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor) representa a relação entre a potência nominal c.a. do inversor e a potência pico do gerador FV (potência na condição padrão), como mostra a **Equação 1**.

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{Pico}} \text{ Equação (1)}$$

Onde:

FDI = Fator de dimensionamento do inversor (adimensional)

P_{NCA} = Potência nominal em corrente alternada do inversor (W)

P_{Pico} = Potência pico do painel fotovoltaico (Wp)

A potência do painel FV e do inversor devem ser combinadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor razão custo/benefício. O FDI irá depender do inversor selecionado, tecnologia do módulo FV, orientação e inclinação do sistema, além das condições ambientais como temperatura e irradiação local. A otimização do FDI exige simulação numérica que deve ser realizada por um projetista experiente. Para as tecnologias de c-Si e a-Si, os seguintes FDI são encontrados na literatura.

c-Si: $0,6 < FDI < 1,1$ (Burger e Rüther, 2006; Dias, 2006; Macêdo e Zilles, 2007).

a-Si: $0,9 < FDI < 1,1$ (HUSSIN ET AL., 2012 ; JIANG ET AL., 2008; NOTTON ET AL., 2010).

2.4.8 Índices de desempenho dos sistemas fotovoltaicos

2.4.8.1 TAXA DE DESEMPENHO (PR)

O desempenho de um sistema FV é tipicamente medido pela Taxa de desempenho (PR), que é definida como a razão entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado sistema FV, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e fiação, sujeira, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, *mismatching* (não-homogeneidade entre a potência/corrente máxima de módulos individuais “idênticos”), resposta espectral, temperatura operacional, entre outras.

A **Figura 15** mostra os resultados de uma avaliação de 527 sistemas FV que, em sua maioria, se situam na Alemanha e possuem potência menor que 10kWp. Pode-se observar uma tendência média de PR entre 70 e 75% para os anos mais recentes.

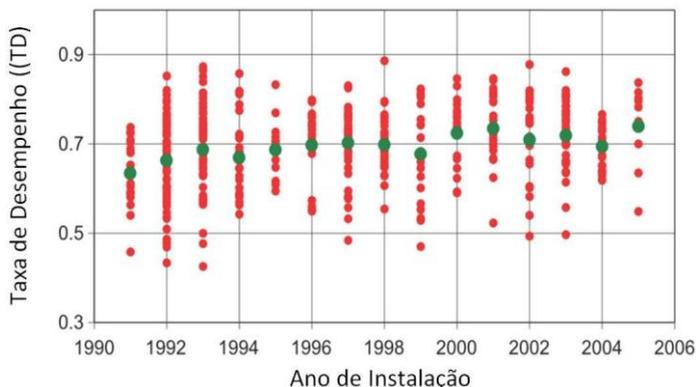


Figura 15. Taxa de Desempenho (PR) de 527 sistemas FV conectados à rede construídos entre 1991 e 2005. Adaptado de IEA (2007)

Para sistemas FV conectados à rede (SFCR) residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma PR entre 70 e 80% pode ser esperada no Brasil. Contudo, o desempenho do sistema FV é fortemente influenciado pela temperatura ambiente e pela tecnologia FV utilizada.

Geralmente, de modo a se reduzir a incerteza na estimação da PR do sistema FV, são utilizados *softwares* de dimensionamento (ex.: PVSOL, PVSYST).

2.4.8.2 Yield

A produtividade de um sistema, também chamada de *yield*, reflete o desempenho de cada sistema fotovoltaico normalizado em relação à potência instalada, ou seja, representa o quanto de energia elétrica um sistema produz (kWh) por unidade de potência nominal instalada (kWp), na base anual. Desta forma, sistemas FV de diferentes tamanhos, arranjos e tecnologias podem ser comparados se estiverem no mesmo local sob mesmas condições de irradiação (MARION ET AL., 2005).

2.5 COMPONENTES DE UM SISTEMA FV

2.5.1 Condutores elétricos

Condutores elétricos desempenham importante papel na confiabilidade de um sistema FV. Como estão sujeitos a grande parte das intempéries, é conveniente que os condutores possuam proteção contra raios UV. Como as tensões em corrente contínua podem atingir valores de até 1000V, em função da janela de operação do inversor FV, os condutores devem possuir isolamento adequada, para evitar comprometimento de isolamento e fugas de corrente elétrica.

2.5.2 Fusíveis

Na ocorrência de um curto circuito em um sistema FV, as correntes produzidas por um módulo FV pouco diferem das correntes geradas durante sua operação normal. A diferença entre as correntes de curto circuito (I_{sc} , do inglês *short circuit*) e as correntes de máxima potência (I_{mpp} , do inglês *maximum power point*) dependem da tecnologia do módulo FV, e tal diferença pode ser de até 30%.

Em uma instalação FV, os fusíveis ou disjuntores têm por função a proteção do circuito elétrico, garantindo a integridade dos condutores e módulos FV, além de permitir sua manobra e seccionamento. Como os fusíveis são encontrados apenas em valores múltiplos, muitas vezes não é possível proteger os condutores por meio de fusíveis. Quando o cabo

condutor de uma associação em série de módulos FV é capaz de conduzir pelo menos 1,25 vezes a I_{sc} do circuito a ele associado, não é necessário o uso de fusíveis com a função de proteção dos condutores.

Durante o projeto de um sistema FV, conexões série/paralelo são utilizadas para se obter níveis de tensão/corrente compatíveis com os elementos condicionadores de potência (ex.: controladores de carga e inversores). Em sistemas FV com associações de módulos em paralelo, diversas falhas no sistema podem levar a corrente elétrica gerada pelos módulos FV a circular no sentido contrário ao convencional. Alguns destes defeitos e suas causas são listados a seguir:

- Diodos de *bypass* com defeito: sobretensões indutivas causadas por descargas atmosféricas.
- Falhas de terra: trincas no vidro do módulo FV; película traseira do módulo FV danificada; redução da isolamento do cabo em função da exposição à radiação ultravioleta (UV), fadiga do condutor ou mordedura de animais.

Dependendo da intensidade da falha num sistema FV, as correntes reversas decorrentes podem danificar irreversivelmente os módulos FV. A **Figura 16** ilustra um sistema com aterramento funcional no polo negativo, que apresenta um segundo aterramento em virtude de alguma falha no sistema.

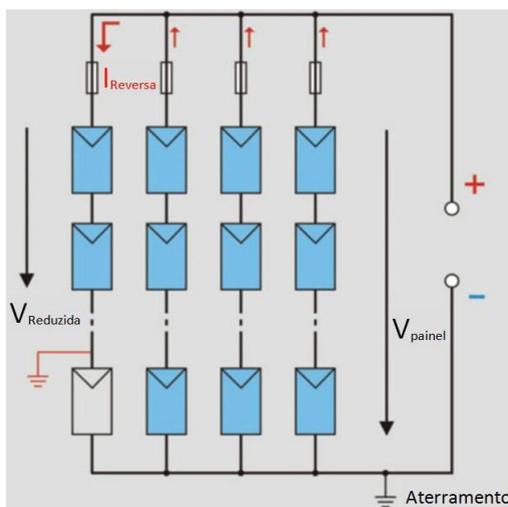


Figura 16. Falha de terra em um sistema FV que possui aterramento no polo negativo (ex.: módulos de tecnologia a-Si). Adaptado de HENZE E FUNTAN (2011)

Uma maneira de evitar que uma falha no sistema possa gerar correntes reversas é a utilização de caixas de fusíveis, com os quais todas as associações de módulos em série são protegidas por um fusível antes de serem “paraleladas”. A **Figura 17** ilustra uma caixa de fusíveis típica de sistemas FV.

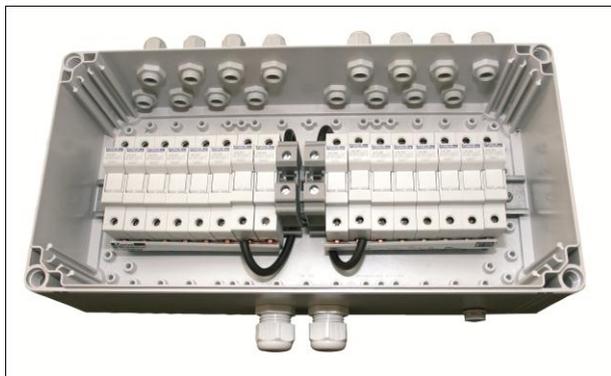


Figura 17. Caixa de fusíveis típica de sistemas FV.

Fusíveis do tipo gPV são indicados. A quantidade de fusíveis a ser utilizada é função das associações de módulos FV em série e da corrente reversa máxima admitida pelo painel FV. Sistemas com até duas séries FV em paralelo não necessitam de fusíveis. Ambos os polos devem ser protegidos, independentemente de a instalação possuir aterramento em um de seus polos.

A caixa de fusíveis (assim como qualquer outro componente do sistema), quando instalada em ambiente externo, deve ter índice de proteção adequado para chuva e poeira, proteção UV e não ficar diretamente exposta ao sol.

2.5.3 Disjuntores

2.5.3.1 Disjuntores C.C

Para realizar manutenções no sistema FV (ex.: manutenção/substituição dos inversores), é necessário que os circuitos estejam desenergizados. A IEC 60364-7-712 estipula a necessidade da instalação de um dispositivo de seccionamento entre módulos FV e inversores. Este seccionamento pode ser realizado por um disjuntor c.c..

O disjuntor c.c. deve ser corretamente dimensionado de modo que sua tensão nominal seja superior ou igual à tensão de circuito aberto do painel FV ao qual está conectado, levando em consideração o aumento da tensão em baixas temperaturas durante o período de inverno. A corrente nominal do disjuntor deve ser superior à I_{sc} do sistema FV como um todo. Ambos os polos devem ser seccionados simultaneamente.

A interrupção de circuitos c.c. exige maiores cuidados do que a abertura em circuitos c.a.. Na onda senoidal gerada em c.a., existe uma passagem natural pelo zero da corrente em cada semi-período, o que corresponde a um desligamento natural do arco que se forma ao abrir o circuito. Em c.c. isto não acontece, de modo que um disjuntor adequado para abertura com carga c.c. deve ser utilizado. O disjuntor deve possuir número de polos compatível com a tensão do sistema; tipicamente as saídas de um polo são cascadeadas na entrada do polo seguinte, de modo que o circuito seja interrompido em vários pontos, simultaneamente.

Em sistemas FV conectados à rede, muitos inversores já possuem seccionadores incorporados ao equipamento, que permitem desconectar o lado c.c. antes de realizar qualquer procedimento no inversor. A **Figura 18** mostra um inversor com seccionador para abertura do circuito em corrente contínua.



Figura 18. Inversor FV com chave seccionadora c.c. integrada

2.5.3.2 Disjuntores CA

Em um sistema FV, os disjuntores têm quase sempre a função de seccionamento.

Para que se entendam melhor as correntes máximas atuantes na entrada e na saída de um inversor:

- A corrente máxima de um módulo FV: é a I_{sc} indicada nas especificações técnicas do mesmo⁴.
- A corrente máxima de um gerador FV: é a multiplicação da I_{sc} de cada série de módulos FV pela quantidade de séries conectadas em paralelo no referido gerador FV.
- A corrente máxima na entrada de um inversor: é a corrente máxima do gerador FV.
- A corrente máxima na saída de cada inversor: será sempre a corrente nominal indicada nas especificações técnicas do mesmo, independente da potência dos painéis FV na entrada deste conversor.

Quando o painel FV tem potência superior à potência do inversor, o inversor modula seu ponto de máxima potência (MPPT) de modo a desprezar toda potência superior à sua potência máxima. Por isso, um disjuntor c.a. dificilmente irá atuar em casos de sobrecarga, a menos que o inversor apresente defeito, ou o disjuntor esteja subdimensionado. A capacidade do disjuntor c.a. deverá ser superior à corrente nominal do inversor, levando-se em conta fatores externos que podem levar à redução da capacidade do disjuntor (ex.: altas temperaturas).

Disjuntores diferenciais (DR) são dispositivos de proteção utilizados em instalações elétricas. Um DR monitora as correntes que circulam no circuito a ele associado. Quando uma corrente de fuga superior à sensibilidade do DR é detectada, o dispositivo atua, abrindo o circuito. Em situações como falha no isolamento ou choque elétrico devido a contatos diretos ou indiretos, o DR tem extrema importância para evitar acidentes.

Em sistemas FV, o DR pode ser utilizado no lado c.a., sendo que o dispositivo deve ser capaz de interromper todos os condutores vivos do inversor. Em inversores sem transformador, é necessário verificar com o fabricante do inversor a compatibilidade entre os dispositivos.

⁴ A corrente de I_{sc} é a máxima corrente do módulo FV sob condições STC. Contudo em certas condições de nebulosidade, a corrente elétrica, em função de picos de irradiância, pode atingir valores superiores a 30% de I_{sc} .

2.5.4 Sistema de Proteção contra descargas atmosféricas - SPDA

Normalmente a instalação de sistemas FV em edificações não aumenta o risco da incidência de descargas atmosféricas sobre a edificação. Em edificações que não possuem um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), a necessidade da instalação de um SPDA não se justifica pela mera existência de um sistema FV.

Quando a edificação já contempla um SPDA, o projetista do sistema FV deve prever uma avaliação das condições do SPDA. Para SPDA com proteção do tipo Gaiola de Faraday, deve-se verificar a possibilidade de interligação das estruturas metálicas do sistema FV na malha do SPDA. Para SPDA que utilizam hastes de Franklin, deve-se avaliar o enquadramento do sistema FV dentro do cone de proteção das hastes, ou aumentar o número destas, mantendo-se uma distância mínima lateral dos captores, de modo a se evitar descargas laterais acidentais.

Mesmo na existência de um SPDA, este não garante a proteção contra os efeitos indiretos causados pelas descargas atmosféricas. Quando há a incidência de um raio nas proximidades de equipamentos elétricos ou eletrônicos, certos fenômenos elétricos podem acontecer, tais como: centelhamentos, interferências em equipamentos ou dano de seus componentes causada por transferências de potencial devido à indução eletromagnética. Diversas soluções podem mitigar estes efeitos, tais como: aterramento e equipotencialização, adequado *layout* do cabeamento e uso de supressores de surto.

A equipotencialização é uma maneira de garantir que certos elementos do sistema estejam todos no mesmo potencial. A estrutura metálica de fixação dos módulos, assim como suas molduras metálicas, o aterramento do inversor e os demais dispositivos, todos devem ser conectados ao barramento de equipotencialização da edificação. A **Figura 19** mostra um sistema FV instalado na cobertura de uma edificação com todos seus componentes sendo equipotencializados.

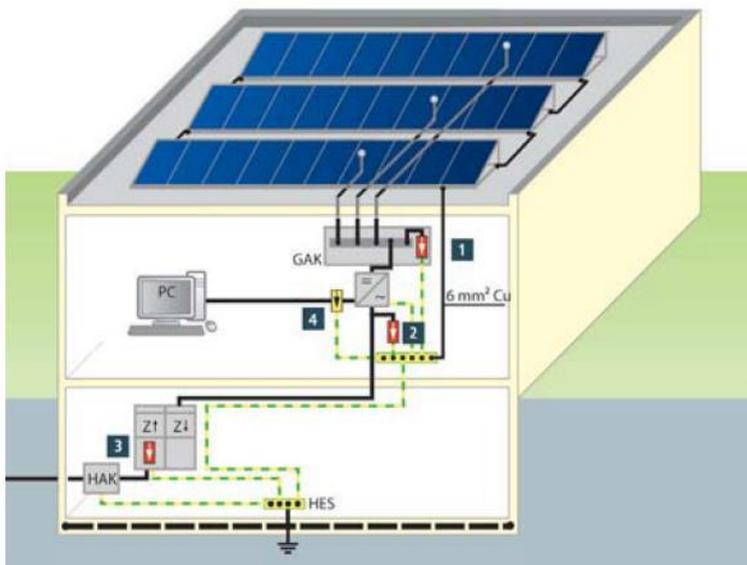


Figura 19. Equipotencialização de um sistema FV.

As descargas atmosféricas podem causar tensões induzidas nas partes condutoras do sistema FV (ex.: nas estruturas metálicas de fixação, nas molduras dos módulos FV e nos cabos condutores).

De maneira a reduzir o nível das tensões que podem ser induzidas pelo acoplamento indutivo sobre os cabos condutores, em decorrência de descargas atmosféricas, o *layout* das conexões entre módulos FV deverá ser planejado de modo que condutores positivos e negativos estejam o mais próximos possível. A [Figura 20](#) ilustra como o cabeamento do painel FV deve ser realizado. Quanto menor for a área amarela da figura, menor será a tensão induzida pelas descargas atmosféricas nos cabos dos módulos.

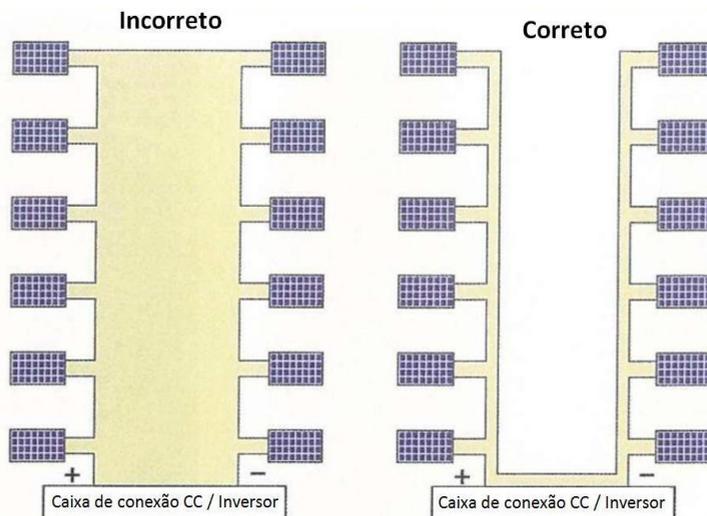


Figura 20. Cabeamento de um painel FV de modo que condutores positivos e negativos estejam o mais próximo possível, para reduzir o nível das tensões que podem ser induzidas pelo acoplamento indutivo sobre os cabos condutores, em decorrência de descargas atmosféricas. Adaptado de (DGS, 2008).

2.5.5 Dispositivo de proteção contra surtos - DPS

Uma maneira complementar aos descritos anteriormente para de se evitar as sobretensões causadas pelas descargas atmosféricas são os supressores de surto ou dispositivos de proteção contra surtos (DPS). Estes dispositivos têm por função proteger os equipamentos elétricos contra picos de tensão, normalmente causados por descargas atmosféricas. Os DPS podem ser classificados em duas classes:

- Classe I - São indicados para locais sujeitos a descargas elétricas de alta intensidade, característica típica de instalações e edificações alimentadas diretamente por rede de distribuição aérea. É recomendada sua instalação no ponto de entrada da rede elétrica na edificação.
- Classe II - São indicados para locais onde a rede elétrica não está exposta a descargas atmosféricas diretas, caso de instalações e

circuitos elétricos embutidos/subterrâneos. Recomenda-se sua instalação no quadro de distribuição.

Os DPS Classe II são normalmente utilizados nos lados c.c. e c.a. do sistema FV. No lado c.c., ambos os polos devem ser protegidos, independente de a instalação possuir ou não aterramento funcional em um de seus polos. Após uma descarga atmosférica nas proximidades do sistema FV, é recomendado realizar uma inspeção visual no DPS. Caso os DPS sejam instalados em locais de difícil acesso, é conveniente prever monitoramento remoto do dispositivo ou utilizar inversores com monitoramento de isolamento.

O equipamento eletrônico de maior custo em um sistema FV é o inversor. Devido a este conversor estar sujeito a surtos de corrente que tanto podem acontecer pelo lado c.c. como pelo lado c.a., pode-se utilizar um DPS antes e após este. A **Figura 21** ilustra um sistema FV com DPS no lado c.c./c.a. e no ponto de entrada de energia.

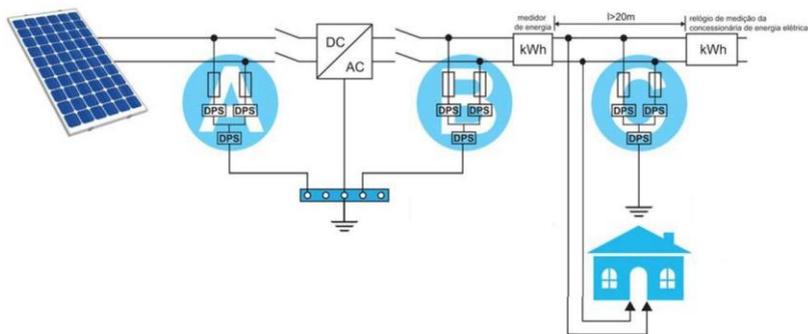


Figura 21. Sistema FV com dispositivos de proteção contra surtos (DPS) (FINDER, 2011)

2.5.6 Inversores

O inversor é o equipamento eletroeletrônico responsável pela conversão da energia de corrente contínua (c.c.) dos módulos FV em energia de corrente alternada (c.a.) a ser disponibilizada para as cargas. Dependendo do tipo de sistema FV – isolado ou conectado à rede elétrica – especifica-se o inversor a ser utilizado. Os inversores para

sistemas FV isolados recebem a energia em c.c., normalmente de um banco de baterias que recebeu e acumulou a energia elétrica proveniente dos módulos FV. Este tipo de inversor produz em sua saída uma onda senoidal (e.g. 110 V c.a. ; 60 Hz) de forma independente, sem depender de uma referência externa de tensão. Já os inversores para sistemas FV conectados à rede recebem a energia em c.c. diretamente dos módulos FV. A energia c.a. na sua saída é fornecida diretamente para a rede elétrica convencional. Assim, as duas ondas de tensão devem estar em fase e ter características elétricas bastante similares, de modo a possibilitar o paralelismo dos geradores. A senoide produzida pelo inversor utiliza a onda da rede elétrica como referência. No caso de um desligamento da rede elétrica convencional, o inversor do sistema FV também é desligado automaticamente, para evitar o efeito do ilhamento (GROPPI, 2007; Z. YE ET AL., 2004). O monitoramento da tensão e da frequência são os primeiros a identificar o desligamento da rede elétrica. Porém, um terceiro método de evitar o ilhamento é o monitoramento da impedância da rede elétrica, que na Alemanha, para SFCR menores que 5 kWp deve ser menor que $1,75 \Omega$, ou se houver uma variação de impedância maior que $0,5 \Omega$ (CHIANG ET AL., 2010; GROPPI, 2007; URBANETZ, 2010). Outro aspecto relevante em sistemas FV é o ponto de operação a que estão sujeitos os módulos FV. Eles possuem uma região de operação denominada de ponto de máxima potência (Pmpp), onde a potência gerada, produto tensão x corrente, apresenta seu máximo valor. Esse valor varia continuamente em função da irradiância e da temperatura. Portanto, sistemas que de modo contínuo busquem colocar os módulos FV para operar em (Pmpp) melhoram o desempenho do sistema FV.

2.5.7 Sistema de Aquisição de dados

Quando bem planejados e executados, os sistemas FV são bastante confiáveis. No entanto, na eventualidade de uma falha ou defeito, pode ser que tal fato só seja detectado após um período demasiadamente longo, quando se verificar que a produção de energia está abaixo do estimado pelo projetista do sistema. Isto terá forte impacto na produção de energia elétrica e, conseqüentemente, no resultado econômico do sistema. O monitoramento de um sistema FV é de extrema importância para garantir um bom desempenho e conferir alta disponibilidade ao sistema.

Caso não haja recursos para investir num sistema automatizado de monitoramento e aquisição de dados, uma forma alternativa para realizar tal monitoramento seria realizar leituras periódicas das grandezas apresentadas no *display* do inversor. Em sistemas conectados à rede, normalmente as principais informações de desempenho (como potência instantânea, geração diária e total) são mostradas no *display* do inversor. No entanto, atualmente a maioria dos fabricantes de inversores já fornece um sistema de aquisição de dados de baixo custo, acessível mesmo para sistemas FV residenciais.

Análises que se baseiam somente na comparação da geração estimada com a geração real têm o inconveniente de que, quando ocorrem pequenas falhas, que pouco alteram o desempenho do sistema, o tempo para identificá-las é muito grande. Além disso, as projeções de geração calculadas pelo projetista do sistema possuem diversas incertezas intrínsecas, dentre elas, a principal é a estimativa da irradiação solar, que pode variar bastante em função de meses atípicos (níveis de nebulosidade e de chuva abaixo ou acima dos esperados para determinado mês). Nestes casos, não se pode identificar se o sistema gerou menos em função de uma falha no sistema ou em função de um mês atípico.

Para se determinar com clareza quando um sistema FV apresenta alguma falha é necessário, além de monitorar a geração de energia elétrica, monitorar também a irradiação solar por meio de um piranômetro ou uma célula de referência. Em um sistema residencial, não é necessário investir em sensores de alta precisão, pois estes possuem custo bastante elevado que não se justifica nestes casos. Nessas aplicações, muitas vezes o fabricante do inversor já possui um sistema de aquisição de dados com monitoramento de variáveis ambientais. A **Figura 22** ilustra a solução apresentada por um fabricante de inversores FV.

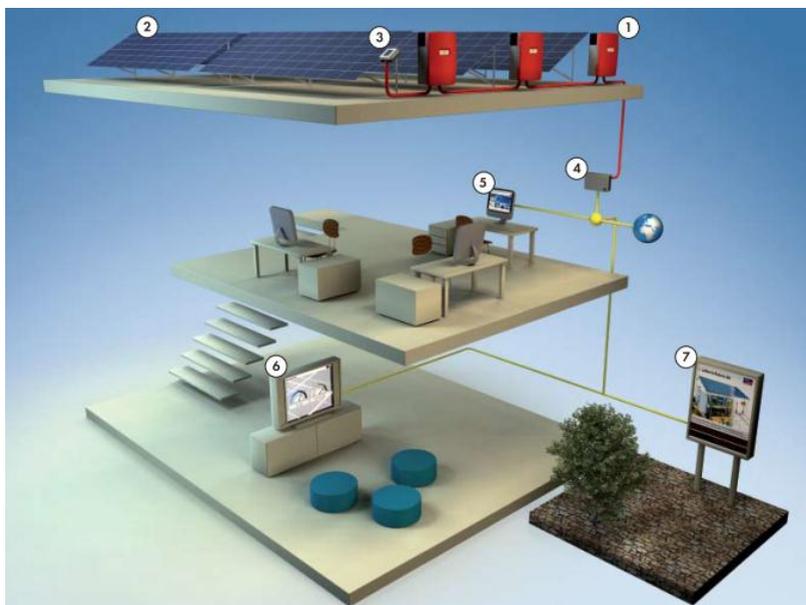


Figura 22. Sistema de aquisição de dados com monitoramento de variáveis ambientais (SMA, 2012)

O equipamento responsável pelo armazenamento de dados é chamado de *datalogger*. Em um sistema FV, todos os dados elétricos medidos pelo inversor, assim como os dados ambientais medidos por piranômetros (e/ou células de referência) e sensores de temperatura, são coletados pelo *datalogger*. Este equipamento de aquisição de dados pode ter conexão local com um computador, assim como pode disponibilizar os dados na internet, em um portal de monitoramento. Este portal de monitoramento atua como um sistema supervisor e normalmente é oferecido pelos fabricantes dos inversores. Muitos deles possibilitam que, em caso de falha do sistema FV, um email seja enviado ao dono da residência e ao operador do sistema. A [Figura 23](#) ilustra um sistema supervisor disponibilizado por um fabricante de inversores.



Figura 23. Supervisório de sistemas FV em plataforma WEB (GAVAZZI, 2012)

2.6 CONFIABILIDADE DOS SISTEMAS FV

2.6.1 Sistema 2kWp da Universidade Federal de Santa Catarina

O primeiro sistema FV conectado à rede (SFVCR) e integrado a uma edificação instalado no Brasil foi colocado em operação em setembro de 1997 no Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR), localizado no prédio de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em Florianópolis (RÜTHER, 1998; RÜTHER E DACOREGIO, 2000).

O sistema de 2 kWp é composto por módulos opacos e semitransparentes de filme fino de Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), com células de junção dupla depositadas em vidro (módulos vidro-vidro sem moldura), inversores e sensores de irradiância, global e total (horizontal e inclinada), e de temperatura ambiente e do módulo. O painel FV está orientado para o Norte verdadeiro, com inclinação igual à latitude local (27°) e pode ser visto na Figura 24, na qual se nota a diferença de sombreamento proporcionada pelos módulos opacos e pelos semitransparentes na fachada vertical da edificação. O gerador FV vem sendo continuamente monitorado desde sua instalação, acumulando dados de desempenho elétrico, temperatura e irradiância a intervalos de tempo definidos.



Figura 24. Primeiro sistema FV conectado à rede instalado no Brasil (1997), com módulos de filme fino de Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) integrados a uma edificação.

O projeto original do sistema 2 kWp foi realizado de forma que fosse composto por quatro subsistemas, utilizando quatro inversores de 650 W em vez de um único inversor com a potência total do painel FV. Essa estratégia de projeto foi inicialmente empregada de modo a minimizar o risco de parada total de operação, com consequente perda de geração, em caso de falha no inversor, fabricado no exterior e para o qual não haveria assistência técnica de forma rápida no país. Além disso, como cada inversor de 650 W era alimentado por um painel de 500 Wp, em caso de falha de um dos inversores os módulos correspondentes poderiam ser distribuídos pelos outros três inversores mantendo o sistema em operação com a mesma potência instalada. Esse subcarregamento dos inversores também permitia que os mesmos operassem perto do ponto de maior eficiência, que está situado abaixo do máximo valor especificado de potência (BURGER E RÜTHER, 2006).

O painel de cada um dos quatro subsistemas foi montado com módulos de filme fino de Silício amorfo (a-Si), opacos e semitransparentes (RWE ASE-30-DG-UT). Os módulos possuem células de junção dupla, depositadas em vidro, formando uma estrutura vidro-vidro sem moldura.

Foram formados três subsistemas, cada um com 16 módulos opacos (16x32 Wp), e o quarto com 20 módulos, dos quais 6 são opacos (6x32 Wp) e 14 semitransparentes (14x27 Wp), sendo a potência fotovoltaica total instalada igual a 2.106 Wp.

O sistema possui sistema de aquisição de dados que coleta e armazena, a cada quatro minutos, os valores de grandezas elétricas c.c. e c.a., da irradiação global horizontal e total (no plano do painel FV, cuja inclinação é 27°) e das temperaturas do ambiente e dos módulos. A **Figura 25** mostra o diagrama original do SFVCR de 2kWp.

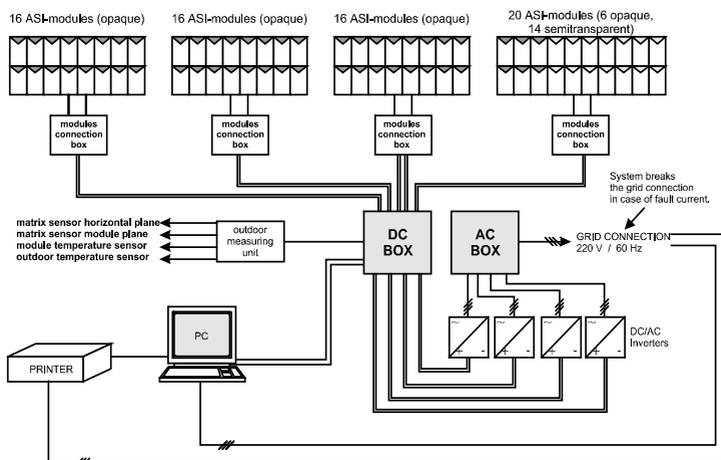


Figura 25. Diagrama original do SFVCR de 2 kWp, em operação de 1997 a 2008 (RÜTHER, 1998)

O sistema operou, com a configuração original de quatro subsistemas, de setembro de 1997 até fins de 2008. Ao longo desse período de 11 anos de operação foram detectadas algumas poucas interrupções de geração que foram rapidamente solucionadas e o sistema foi mantido configurado como instalado, demonstrando a elevada confiabilidade de um gerador deste tipo.

No final de 2008, dois inversores que já operavam continuamente por 11 anos, apresentaram falhas, o que levou a uma reestruturação do sistema, pois não havia possibilidade de consertar ou substituir os inversores originais, uma vez que os mesmos já não eram mais fabricados há alguns anos. Um novo e mais moderno inversor de alta eficiência, de 2500 W, substituiu os quatro inversores originais, de 650 W e baixa tensão c.c. de entrada (30 V), todos já com 11 anos de operação. Com essa substituição, foi necessário reorganizar as ligações elétricas entre os módulos FV e formar um painel com 468 V,

compatível com a tensão c.c. de entrada do novo inversor. O sistema passou a operar com cinco conjuntos em paralelo de 13 módulos em série, sendo quatro séries de 13 módulos opacos ($4 \times 13 \times 32$ Wp) e uma série de 13 módulos semitransparentes (13×27 Wp), formando um painel com potência FV de 2.015 Wp. Foram também adicionados ao sistema novos sensores de irradiância e de temperatura ambiente e do módulo. O novo diagrama elétrico do sistema está mostrado na **Figura 26**.

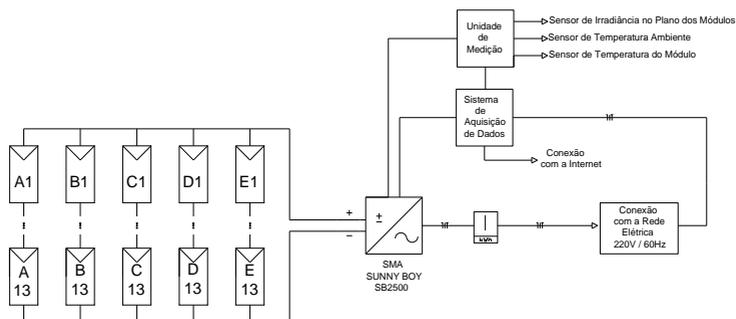


Figura 26. Novo diagrama elétrico do sistema de 2 kWp, em operação a partir de 2009 (VIANA ET AL., 2012)

Após a substituição do inversor, a aquisição de dados (mostrada simplificada na **Figura 26** também foi totalmente reestruturada, conforme detalhado na **Figura 27**, e o armazenamento de dados passou a ser realizado em intervalos de cinco minutos.

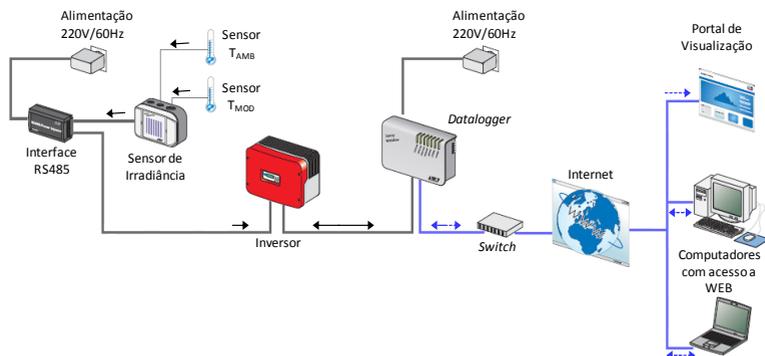


Figura 27. Diagrama do novo sistema de aquisição de dados, em operação a partir de 2009.

2.6.2 Sistemas FV de longo tempo de operação

2.6.2.1 Mundo

Sistemas FV por todo o mundo têm sido monitorados no últimos 30 anos. Sua confiabilidade e índices de desempenho são consistentes, mesmo para tecnologias que foram produzidas há quase três décadas atrás. A revisão bibliográfica mostra que, independente do clima e tipo de integração, sistemas FV são geradores robustos e de baixa manutenção (DUNLOP E HALTON, 2006; DUNLOP ET AL., 2005; JORDAN E KURTZ, 2013; YINGTANG ET AL., 2006).

2.6.3 OM&R dos sistemas FV

A OM&R dos sistema FV depende do porte, tipo e local de integração, componentes do sistema, além da topologia elétrica utilizada do projeto elétrico. Monitoramento e supervisão, limpeza do terreno, limpeza do gerador FV, substituição dos inversores, reparos elétricos, entre outros pormenores, são os principais trabalhos a serem realizados em um sistema FV. Dentre eles, a substituição dos inversores se mostra o item de maior custo na OM&R (THOMAS ET AL., 1999), com curva de aprendizado de aproximadamente 10% de redução de custo para cada vez que a produção acumulada dobra (NREL, 2006).

Fabricantes de inversores são unânimes em afirmar que não faz sentido fabricar inversores com vida útil de 20 anos, em função do alto custo

que o equipamento teria. Ao invés disto, mudanças nos circuitos eletrônicos (e.g. substituição dos capacitores eletrolíticos, refrigeração passiva), estão sendo implementadas para atingir uma vida útil esperada de 10 anos.

3 METODOLOGIA

O sistema FV de 2kWp apresentado no item 2.6.1, atualmente é a maior fonte de dados no Brasil sobre a confiabilidade dos sistemas FV integrados à edificação. O sistema opera desde 1997 com aquisição de dados em médias de quatro ou cinco minutos, dependendo da época em que o dado foi coletado. Aproximadamente dois milhões de linhas de dados históricos, além de quinze agendas com anotações diárias do sistema, foram coletados ao longo de seus quinze anos de operação. As planilhas são gravadas em arquivos diários, com aquisição que se inicia as 00:00 até 23:55. Os seguintes dados são adquiridos:

- TimeStamp: Horário (tempo)
- ExtSolIrr: Sensor de irradiação solar externo (W/m^2)
- IntSolIrr: Sensor de irradiação solar integrado (W/m^2)
- OpTm: Número de horas de operação (h)
- TmpAmb C: Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)
- TmpMdul C: Temperatura no módulo ($^{\circ}C$)
- E-Total: Energia total produzida pelo inversor. (kWh)
- Fac: Frequência AC (Hz)
- Fehler: Descrição de erro decorrente
- h-On: Total das horas de serviço (h)
- h-Total: Total de horas em operação (h)
- Iac-Ist: Corrente c.a. na saída do inversor (A)
- Ipv: Corrente c.c. na entrada do inversor (A)
- Netz-Ein: Presença de conexão à rede
- Pac: Potência c.a. liberada (W)
- Riso: Resistência de isolamento da instalação fotovoltaica antes da conexão à rede (ohm)
- Seriennummer: Número de série do inversor
- Status: Mensagem do estado operacional atual
- Uac: Tensão de rede (V)
- Upv-Ist: Tensão de entrada fotovoltaica (V)
- Upv-Soll: Tensão fotovoltaica nominal (V)
- Zac: Impedância de rede (ohm)

Para desenvolver a análise deste trabalho buscou-se, inicialmente, organizar e ordenar os dados do sistema. Como o sistema FV teve dois

dataloggers distintos ao longo de sua operação (1997-2008 / 2008-2012), os dados possuem formatos e parâmetros elétricos distintos. O banco de dados, após ordenado e consolidado, foi organizado de modo a serem filtradas as principais falhas do sistema. Esta análise de falhas permitiu definir as principais interrupções e indisponibilidades do sistema FV.

3.1 ANÁLISE DE INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA

O sistema FV, ao longo de seus 15 anos de operação, sofreu algumas poucas interrupções causadas por falhas em seus equipamentos ou indisponibilidade na rede elétrica. Os principais equipamentos que apresentaram ou estão sujeitos à falha ao longo da operação são:

- Módulos FV
- Conectores e condutores elétricos
- Fusíveis
- Inversor
- Medidor de energia elétrica

Alguns dos equipamentos listados resultaram em parada total do sistema, outros apenas em parada parcial.

3.1.1 Módulos FV

As falhas típicas de módulos FV incluem mau contato em conectores elétricos, trincas no vidro encapsulante, delaminação e perda de isolamento elétrica. Todas estas características possuem impactos elétricos no sistema FV; algumas levam a perdas parciais de potência, outras à sua parada total. A Tabela 1 apresenta estas falhas e seus impactos no sistema.

Tabela 1. Falhas nos módulos FV e impactos no sistema FV de 2kWp avaliado neste trabalho.

Falha	Impacto elétrico no sistema de aquisição de dados	Impacto no sistema FV
Mau contato - conectores elétricos	Falha na respectiva <i>string</i> ($I_{cc}=0$; $V=V_{oc}$)	Redução parcial da potência do sistema
Trincas no módulo FV	Baixa resistência de isolamento ou nula ($R_{iso}<3.000\Omega$)	Desligamento do inversor (Parada total do sistema)
Perdas de isolamento elétrica dos condutores	Baixa resistência de isolamento ou nula ($R_{iso}=0$)	Desligamento do inversor (Parada total do sistema)
	Falha na respectiva <i>string</i> ($I_{cc}=0$; $V=V_{oc}$) ou ($I_{cc} = \text{inalterada}$; $V= \sim 0$)	Redução parcial da potência do sistema

3.1.2 Inversor

O inversor é o coração do sistema FV. Toda a energia gerada pelo sistema é processada por este equipamento. Logo, qualquer alteração elétrica no sistema FV pode ser verificada no inversor. Tipicamente a PR é a taxa de desempenho que permite avaliar se a usina FV está operando adequadamente. Este índice tanto pode ser verificado para o lado de corrente contínua, PR_{cc}, ou para o lado do circuito em corrente alternada, PR_{ca}. Caso o desempenho em corrente contínua não apresente alterações, mas o PR_{ca} esteja abaixo do desempenho projetado, possivelmente o inversor estará causando o baixo desempenho da usina FV. Algumas falhas no inversor são causadas unicamente pelo mau funcionamento do equipamento, como falha no circuito de MPPT, curto-circuito interno, entre outras. Outras falhas podem ser resultantes de um sistema FV mal projetado, falhas no módulo FV, cabeamento ou até mesmo influenciados pela qualidade da rede elétrica (BURGER E RÜTHER, 2006; JIANG ET AL., 2008; MACÊDO E ZILLES, 2007; URBANETZ, 2010).

O sistema FV de 2kWp teve dois tipos de inversores durante sua operação. O equipamento que foi instalado no ano de 2009 (SB 2500) tem eletrônica de potência e interface com o usuário com mais funções que o antigo inversor (WURTH 500). Isto representa que qualquer falha interna do inversor é alertada por um código de erro que é apresentado no *display* do equipamento, assim como no sistema de aquisição de

dados. Por outro lado, o antigo inversor apresentava uma sequência de acendimento de LEDs que deveriam ser confrontados com o manual do usuário para identificar a falha. Todos estes dados estão ou salvos em diários de registro ou no próprio banco de dados do sistema. Outras falhas que estão mais associadas ao módulo FV e cabeamento deverão ser identificadas com as condições apresentadas no item 3.1.1.

3.1.3 Rede Elétrica

Fabricantes de inversores conectados à rede destacam como parâmetros da rede elétrica necessários ao seu funcionamento: faixa de tensão c.a., frequência, impedância e baixa distorção harmônica (CHIANG ET AL., 2010; URBANETZ, 2010). Quando algumas destas características fogem da janela de operação do inversor, o equipamento se desconecta da rede elétrica. Caso estes parâmetros elétricos tenham apenas oscilado momentaneamente, em função de algum problema na rede, o inversor rapidamente voltará a se conectar à rede. Quando alguma falha persiste no sistema elétrico, o sistema FV deixará de produzir energia até que os parâmetros necessários para seu funcionamento se reestabeleçam. Este *downtime* ou indisponibilidade do sistema é tipicamente medido em horas de interrupção.

A curva de geração de um sistema FV operando em uma dia de céu sem nuvens é apresentada na Figura 28. Como pode-se verificar, a geração de energia é muito baixa no início e fim do dia, com máximo em torno do meio dia. Em função desta curva de geração, quando comparado em termos da energia gerada, pequenas interrupções da rede elétrica nos períodos de maior geração podem equivaler a horas de interrupção em períodos de baixa geração. De maneira a contabilizar a indisponibilidade da rede elétrica, em kWh não gerado, ao invés de horas de interrupção de energia, foram estabelecidos os seguintes cenários:

- Para interrupções < 60 minutos: kWh não gerado = média ponderada da geração anterior e posterior à falha.
- Para interrupções > 60 minutos: kWh não gerado = interpolação do dia anterior e posterior à falha.

A taxa de indisponibilidade é calculada pela Equação 2:

$$TI_t = \frac{Et}{E_{it}} \quad \text{Equação (2)}$$

Onde:

TI = Taxa de indisponibilidade [%] para o ano “t”

E_t = Energia gerada [kWh] pelo sistema FV para o ano “t”, em corrente alternada

E_{it} = Energia não gerada [kWh] pelo sistema FV para o ano “t”, em corrente alternada, em função da indisponibilidade do sistema.

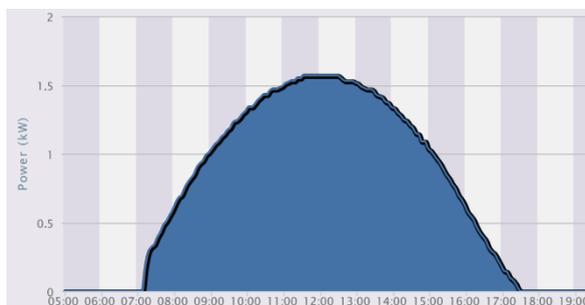


Figura 28. Curva de geração do sistema de 2kWp operando em um dia de céu sem nuvens.

3.2 ÍNDICES DE DESEMPENHO DOS 15 ANOS DE OPERAÇÃO

A Taxa de Desempenho (PR), assim como o *Yield* do sistema FV foram calculados na base anual e são apresentados pela [Equação 3](#) e [Equação 4](#) respectivamente ([MARION ET AL., 2005](#)).

$$PR_t = \frac{E_t}{P_o} \times \frac{G}{H_t} \quad \text{Equação (3)}$$

Onde:

t = ano considerado

PR_t = Taxa de desempenho [%] para o ano “t”

E_t = Energia gerada [kWh] pelo sistema FV para o ano “t”, em corrente alternada

P_o = Potência nominal total do sistema FV [kWp]

G = Irradiância de referência [1000 W/m²]

H_t = Irradiação sobre o plano dos módulos para o ano “t” [Wh/m²], calculada a partir dos valores de irradiância [W/m²] medidos pelos piranômetros que compõem o SAAD do sistema FV.

$$\text{Yield}_t = \frac{E_t}{P_o} \text{ Equação (4)}$$

Onde:

Yield_t = Produtividade de energia para o ano “t” [kWh/kWp.ano]

E_t = Energia gerada [kWh] pelo sistema FV para o ano “t”, em corrente alternada

P_o = Potência nominal total do sistema FV [kWp]

3.3 ANÁLISE DE DEGRADAÇÃO DOS MÓDULOS FV

Análises de degradação de módulos FV são realizadas para se determinar a perda de potência ao longo dos anos. Diversas metodologias e abordagens são normalmente utilizadas e sugeridas na bibliografia (GREGG *ET AL.*, 2005; HAHN *ET AL.*, 1990; JORDAN E KURTZ, 2013; JORDAN *ET AL.*, 2010; KROPOSKI E HANSEN, 1997; PRATT E BURDICK, 1988; RAGHURAMAN *ET AL.*, 2006; RÜTHER *ET AL.*, 2003). Para a análise de degradação dos módulos FV do sistema de 2kWp as normas IEC 60904-1 (2006) e IEC 61829 (1995) foram utilizadas para se normalizar os valores de potência do módulo para condições padrão de teste (STC). Estas normas descrevem os procedimentos para aquisição da curva IxV de dispositivos FV. A curva IxV, ou curva característica do painel FV, é apresentada na **Figura 29**. A curva possui três pontos notáveis; corrente de curto circuito (I_{sc}), ponto de máxima potência (MPP) e tensão de circuito aberto (V_{oc}). Para se levantar a curva característica, são utilizadas cargas variáveis resistivas ou capacitivas de modo a se varrer todos os pontos do curva. Para realizá-la, é necessário que o dispositivo FV a ser analisado esteja desconectado do sistema. No caso do sistema de 2kWp analisado, isto implicaria em desconectar o sistema da rede elétrica, o que levaria a uma redução da geração mensal.

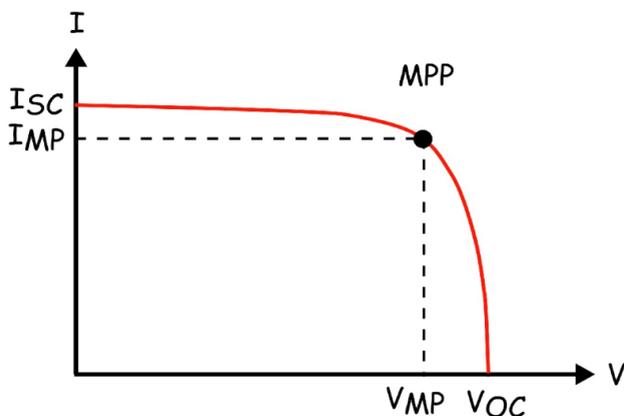


Figura 29. Curva característica (IxV) de um dispositivo FV.

Além da curva IxV permitir uma completa visão das características elétricas do sistema FV, o ponto de MPP permite avaliar um resumo de seu estado elétrico. Durante sua operação, o inversor constantemente busca o ponto de MPP do gerador FV. Como a eficiência de conversão do buscador de máxima potência é tipicamente >99%, pode-se dizer com boa precisão que o valor apontado pela leitura do inversor corresponde ao ponto de MPP do gerador FV.

O método proposto para se calcular a degradação do módulo FV, utiliza um dado de MPP adquirido pelo inversor, para cada dia do ano. O dado é selecionado em função da irradiância solar (G). Somente valores $700\text{W/m}^2 < G < 1000\text{W/m}^2$ são utilizados. Quando mais de um dado de potência atende aos requisitos da filtragem, o maior valor é selecionado. Os dados de potência e temperatura são utilizados então para se calcular a potência normalizada do sistema FV.

3.4 IMPACTO DA SUJEIRA NO GERADOR FV

Diversas são as metodologias utilizadas na literatura para avaliação do impacto da sujeira no sistema FV (LORENZO ET AL., 2013; QASEM ET AL., 2012; SARVER ET AL., 2013; ZORRILLA-CASANOVA ET AL., 2013). De maneira a verificar o impacto da sujeira no sistema FV, também observando mudanças nas características elétricas nos módulos, foram traçadas curvas características (IxV), antes da limpeza do sistema e imediatamente depois. Dados de potência (P_{mpp}), tensão (V_{mpp}) e

Voc), corrente elétrica (I_{mpp} e I_{sc}) e fator de forma⁵ (%) foram avaliados, para determinar o aumento percentual do desempenho do gerador FV.

⁵ Razão entre a potência no ponto de máxima potência sobre o produto da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA

Os índices de indisponibilidade do sistema foram divididos em três classes: indisponibilidade por desligamento da rede elétrica, desligamento pelo usuário ou desligamento por falha no sistema.

Aqueles relacionados ao desligamento da rede elétrica são ocasionados por manutenções preventivas na rede elétrica do edifício ao qual o sistema FV encontra-se conectado ou a interrupções causadas por falha da concessionária.

No caso dos índices de indisponibilidade relacionados ao desligamento pelo usuário, estes são ocasionados em virtude de testes ou ensaios realizados com o gerador FV. Os relacionados à falhas no sistema, por sua vez, são ocasionados por falhas em algum componente do sistema FV; são interrupções alheias à vontade do operador ou à disponibilidade da rede elétrica pública.

A **Figura 30** ilustra os índices de indisponibilidade relacionados às três classes acima mencionadas.

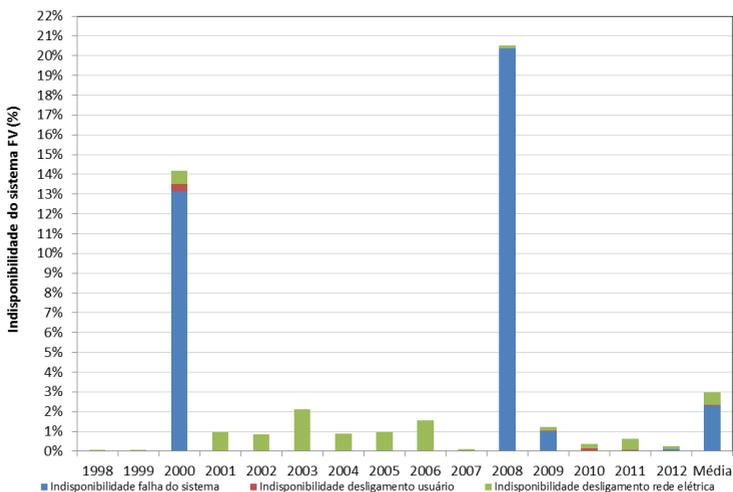


Figura 30. Índice de indisponibilidade do sistema FV.

O sistema FV apresentou índices de indisponibilidade durante o período analisado, correspondendo a aproximadamente 3,0% da energia total gerada ao longo dos 15 anos de operação. O índice de indisponibilidade associado à falha na rede elétrica pode ser observado em todos os anos de operação do sistema FV. Este corresponde a aproximadamente 0,6 % da energia gerada pelo sistema durante o período analisado.

O índice de indisponibilidade associado ao desligamento pelo usuário corresponde a aproximadamente 0,1 % da energia não gerada pelo sistema durante o período analisado.

A respeito dos índices de indisponibilidade ocasionados por falhas no sistema, durante sua operação, o sistema FV sofreu cinco falhas em seus componentes, acarretando perdas parciais de potência ou seu total desligamento. Nos anos de 2000 e 2008, os índices de indisponibilidade foram associados a falhas nos inversores. No ano de 2000, em decorrência de uma falha em um dos quatro inversores instalados, um novo inversor precisou ser importado para substituí-lo. O tempo total até a substituição do equipamento foi de, aproximadamente, 1750 horas. Este total de horas é relativo ao período estimado de operação do inversor, durante a disponibilidade da irradiação solar. Devido ao longo período de indisponibilidade, esta representou cerca de 13,2% do total da energia gerada pelo sistema durante o ano em que foi verificada.

No ano de 2008, falhas intermitentes foram verificadas em dois dos quatro inversores que compunham o sistema. Um novo inversor foi importado e instalado em substituição a estes. O sistema foi redimensionado e um novo sistema de aquisição de dados instalado. O tempo de indisponibilidade do sistema foi de aproximadamente 615 horas. O período total de indisponibilidade ocasionado pela substituição representou aproximadamente 20,4% do total da energia gerada pelo sistema durante o ano em que esta foi verificada.

Nos anos de 2009 e 2012 o sistema apresentou falhas nos conectores dos módulos FV. Por apresentarem padrão antigo de produção, os módulos não dispunham de caixas de conexão, possuindo conectores positivos e negativos em suas extremidades (Figura 31). Estes conectores destacaram-se do módulo, ocasionando falha da *string* a que estes se encontravam conectados. A indisponibilidade ocasionada pelas falhas nos conectores representou 1% e 0,1% do total da energia gerada pelo sistema nos anos de 2009 e 2012, respectivamente.



Figura 31. Módulo FV - RWE ASE-30-DG-UT (detalhe dos conectores).

Além das falhas nos inversores e conectores, no ano de 2009, um dos módulos FV foi trincado, possivelmente, pela dilatação térmica de uma das estruturas metálicas que o sustentava. O problema foi identificado pela baixa isolamento medida pelo inversor em dias de tempo chuvoso. A falha não ocasionou perdas notáveis de geração de energia pelo sistema. Ante ao exposto, verifica-se que os índices de indisponibilidade relacionados a falhas no sistema são relativos, sobretudo, ao tempo de resposta da manutenção dos mesmos e menos à frequência com que estas ocorrem, tendo em vista que as cinco falhas mencionadas distribuem-se ao longo dos 15 anos de operação analisados, índice baixo para o período considerado. O índice de indisponibilidade identificado é decorrente, sobretudo, da necessidade de importação dos inversores para a substituição dos que apresentaram defeito. Caso estes estivessem disponíveis, na ocasião, no mercado nacional, o índice do sistema poderia ter sido de apenas 0,75%.

4.2 IRRADIAÇÃO SOLAR

O sistema de aquisição de dados do 2kWp possui um banco de dados de irradiação solar horizontal e inclinada, dados estes adquiridos durante os 15 anos de operação do sistema. No período de 1997 a 2008, dois piranômetros fotovoltaicos (horizontal e plano do módulo) da fabricante Matrix coletaram dados de irradiação com frequência de quatro minutos. Os piranômetros possuem imprecisão máxima de 5% sobre os valores medidos.

No período de 2008 a 2012, além dos piranômetros Matrix, duas células de referência da fabricante SMA, modelo *Sunny Sensor*, coletaram dados de irradiação com frequência de cinco minutos. As células de referência possuem imprecisão máxima de 8% sobre os valores medidos.

Por fim, no ano de 2012, além dos piranômetros e células de referência mencionados, foram instalados dois piranômetros de termopilha (horizontal e plano do módulo), da fabricante Kipp&Zonen, modelo CMP3, que coletaram dados de irradiação com frequência de cinco minutos. Tais piranômetros possuem imprecisão máxima de 10% sobre os valores medidos. Os piranômetros e células de referência do sistema FV de 2kWp são ilustrados na **Figura 32**.

A **Figura 33** apresenta a distribuição da irradiação solar mensal para o período de 1997 a 2012, na cidade de Florianópolis, no plano inclinado dos módulos FV (27°). As barras vermelhas indicam a média mensal da irradiação para cada mês do ano. As barras em roxo indicam a expectativa da irradiação solar para o plano inclinado fornecida pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar. Pode-se observar uma irradiação anual média para Florianópolis de 1527kWh/m² para o período analisado.



Figura 32. Piranômetros e células de referência do sistema FV de 2kWp.

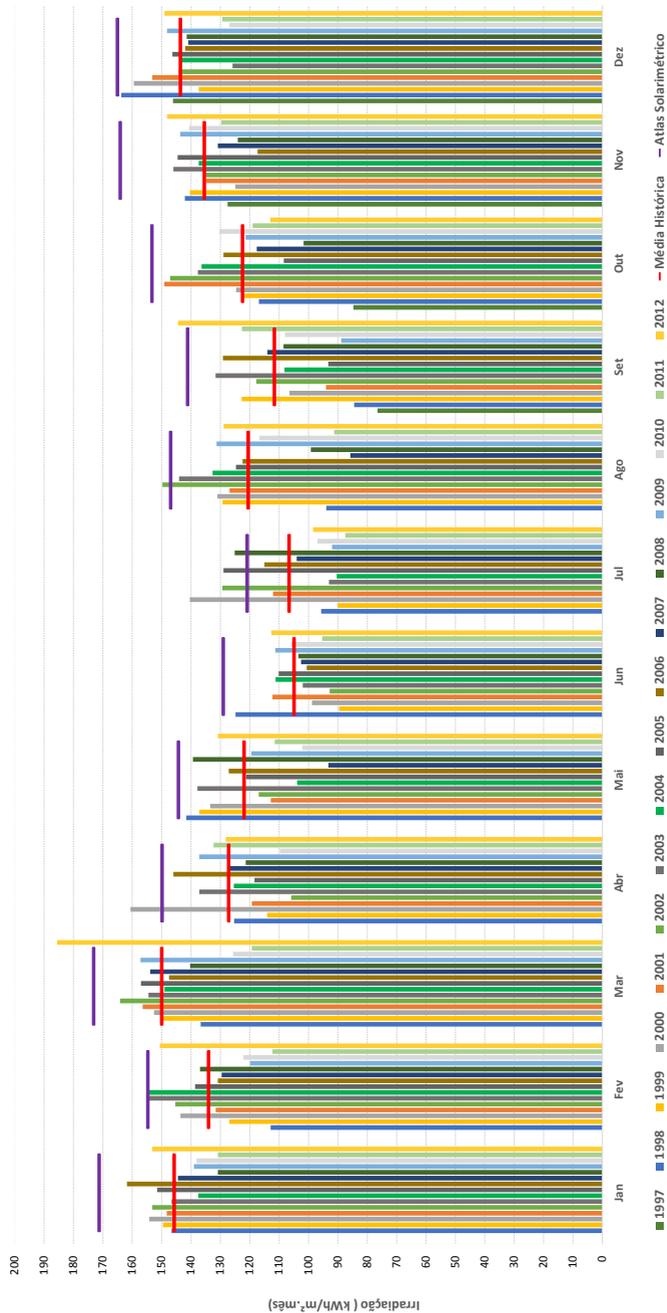


Figura 33. Distribuição da irradiação solar mensal para o período de 1997 a 2012, na cidade de Florianópolis, no plano inclinado dos módulos FV (27°). As barras vermelhas indicam a média mensal da irradiação para cada mês do ano. As barras em roxo, indicam a expectativa da irradiação solar para o plano inclinado fornecida pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar.

A variação interanual (entre anos) mensal da irradiação solar em Florianópolis é apresentada na **Figura 34**. Verifica-se uma variação média de 10,6% da irradiação solar, ano a ano, o que representa, por exemplo, que a irradiação mensal medida em qualquer mês do ano pode variar cerca de 10% para a irradiação solar medida no mesmo mês do ano seguinte.

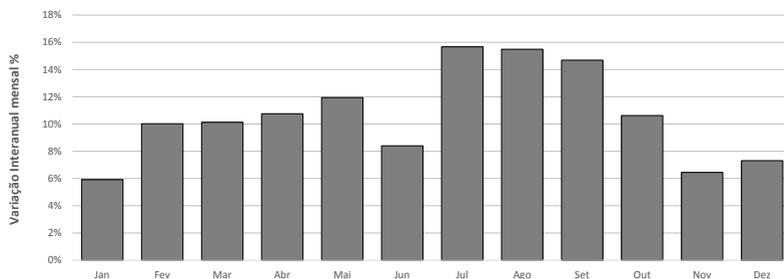


Figura 34. Variação interanual mensal da irradiação solar para o período de 1997 a 2012, na cidade de Florianópolis, no plano inclinado dos módulos FV (27°).

Observa-se, na **Figura 33**, significativo desvio na expectativa da irradiação solar no plano inclinado, para a cidade de Florianópolis, apresentada pelo Atlas em comparação aos dados fornecidos pela medição do sistema 2kWp. Em parte, como se pode verificar na **Figura 35** e **Figura 36**, a linha do horizonte observada pelo 2kWp, possui perturbações ocasionadas pelo relevo acidentado em seu entorno. Tais perturbações implicam na perda de, aproximadamente, 7% da irradiação solar em virtude do sol nascer “mais tarde” e se pôr “mais cedo” em comparação a locais planos, sem interferências da topografia.

Na **Figura 37**, são apresentados os mesmos valores de irradiação medidos pelo sistema FV e estimados pelo satélite, anteriormente ilustrados pela **Figura 33**. No caso da **Figura 37**, no entanto, os valores medidos foram corrigidos a fim de considerar a perda de irradiação solar em decorrência das características do horizonte, mencionadas anteriormente.



Figura 35. Trajetória solar no local de instalação do sistema FV.



Figura 36. Pôr-do-sol aos fundos do morro da cruz, vista do local de instalação do sistema FV. (RÜTHER, 2004)

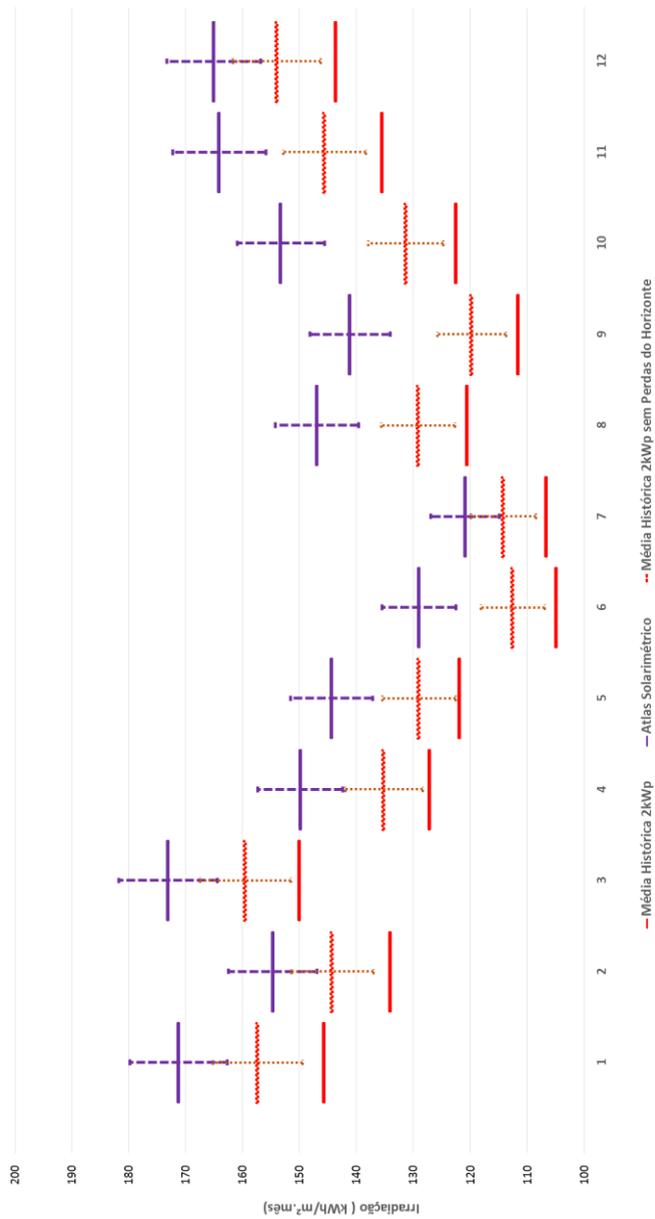


Figura 37. Irradiação mensal com correção de perdas do horizonte e comparação com expectativas fornecidas pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (Barras verticais indicam incerteza de medição e estimativa do satélite).

A **Figura 38** apresenta os desvios percentuais entre os valores estimados pelo Atlas e valores medidos com horizonte corrigido. Pode-se observar clara superestimativa dos valores fornecidos pelo Atlas, de cerca de 10,1% em média, como também se pode verificar na **Figura 37** onde os desvios apresentados são superiores às incertezas de medição e incertezas associadas à estimativa de irradiação do atlas.

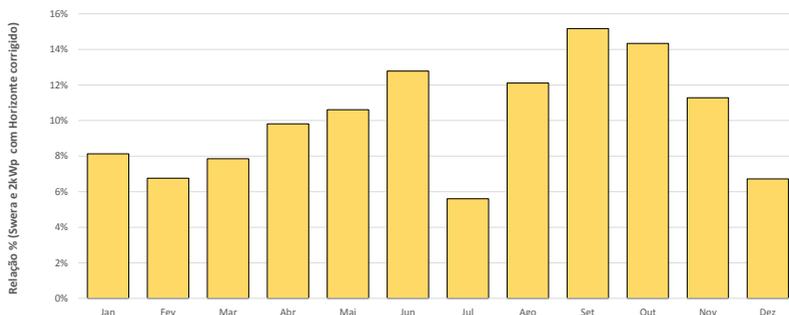


Figura 38. Desvios percentuais entre os valores estimados pelo Atlas e valores medidos com correção do horizonte solar.

A **Figura 39** mostra a série histórica 1931-1960 e 1961-1990 de nebulosidade de Florianópolis (INMET, 2004) obtida por intermédio de observações em solo. Como se pode observar, a presença de nebulosidade é acentuada nos meses de Setembro a Fevereiro nesta região. Apesar de o Atlas Brasileiro de Energia Solar apresentar ligeira superestimativa do nível de irradiação solar em regiões com predominância de céu nublado, esta correlação de superestimação não foi verificada no cruzamento das bases de dados utilizadas na presente análise.

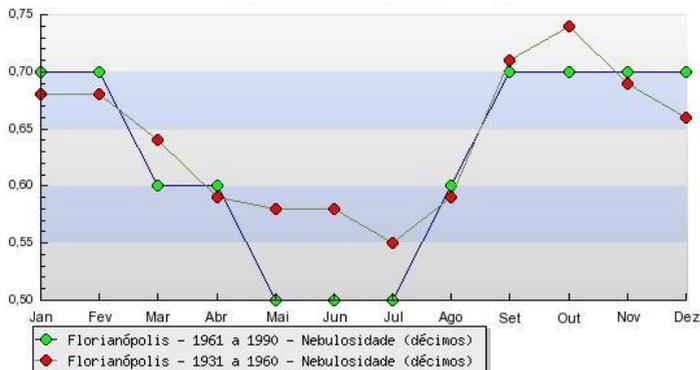


Figura 39. Dados históricos de nebulosidade para o período de 1961-1990 obtidos por observação em solo. (INMET, 2004)

4.2.1 Distribuição da irradiação solar

A distribuição da irradiação solar utilizando a média histórica dos 15 anos de dados medidos, dividida em faixas de irradiância, é apresentada na **Figura 40**. Pode-se observar maior índice de irradiação nas faixas de irradiância entre 50 e 300 W/m² e 650 e 900 W/m². Isto significa que durante o dimensionamento do sistema FV, a curva de eficiência do inversor e o FDI deverão observar o desempenho do inversor a baixas irradiâncias com igual importância a situações de altas irradiâncias.

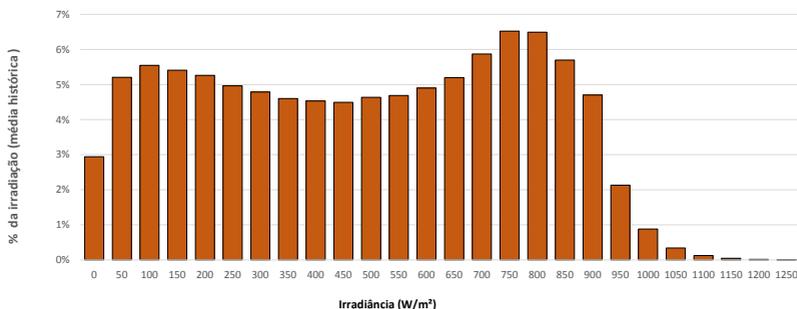


Figura 40. Distribuição da irradiação solar por faixas de irradiância obtida a partir de média histórica de 15 anos.

Durante a simulação de sistemas FV utilizando softwares de dimensionamento e.g (PVSYST; PVSOL) dados sintéticos horários são gerados a partir de médias mensais de irradiação. A **Figura 41** ilustra a

distribuição da irradiação solar para Florianópolis, utilizando o software PVSYST a partir de uma série histórica de 15 anos de dados medidos. Como pode-se observar, a distribuição da irradiação solar a partir de dados horários sintéticos, possui perfil bastante diferente da distribuição obtida através de dados medidos.

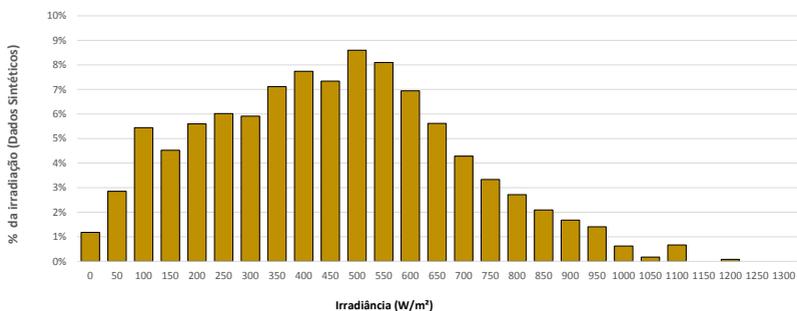


Figura 41. Distribuição da irradiação solar por faixas de irradiância obtida a partir de dados horários sintéticos gerada a partir do software PVSYST.

Conforme ilustrado na [Figura 42](#), que apresenta o percentual do desvio relativo entre a média histórica e dados horários sintéticos, o software de simulação utilizado para a construção da curva tende a subestimar baixas e altas irradiâncias e superestimar irradiâncias entre estas faixas. Assim sendo, para inversores com baixo índice de FDI (potência $FV >$ potência do inversor) softwares de dimensionamento podem levar a perdas de geração inferiores às perdas reais.

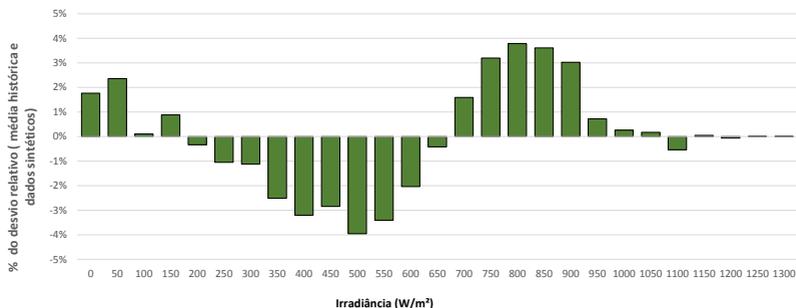


Figura 42. Desvio relativo da irradiação solar por faixas de irradiação entre média histórica e dados sintéticos obtidos através do software de simulação PVSYST.

4.3 ÍNDICES DE DESEMPENHO

A Taxa de Desempenho – PR do sistema é o quociente entre a geração real em C.A (e.g. kWh/ano) de um sistema FV com a geração esperada em função da potência nominal do gerador (kWp) e é, portanto, um parâmetro adimensional.

A Produtividade (*Yield*) de um gerador solar FV, é medida em kWh/kWp, e é influenciada principalmente pelo total da irradiação incidente.

A PR e Yield do gerador FV e sua comparação com dados de irradiação, são mostrados na base anual na **Figura 43**. A partir de 1998 depois de boa parte do Efeito Staebler-Wronski (SWE) (**STAEBLER E WRONSKI, 1977**) ter se estabilizado, excluindo-se o primeiro ano calendário e os anos com falhas nos inversores, a PR do sistema oscilou entre 79% e 73%, com média dos 15 anos avaliados de aproximadamente 74% para dados medidos e 76% para a PR estimada⁶, indicando um excelente desempenho do gerador após 15 anos de operação.

A Produtividade (*Yield*), também apresentada na **Figura 43**, excluindo-se o primeiro ano calendário e os anos com falhas nos inversores, variou entre um valor mínimo de 1.072 kWh/kWp e um valor máximo de 1.205 kWh/kWp, com média dos 15 anos avaliados de 1.126 kWh/kWp. O *Yield* do sistema para os 15 anos estimado com base na projeção de

⁶ A PR estimada é calculada através da projeção de desempenho dos anos de 2000 e 2008 onde os inversores do sistema FV apresentaram falhas.

desempenho dos anos em que foram identificadas falhas nos inversores, é de 1.159 kWh/kWp.

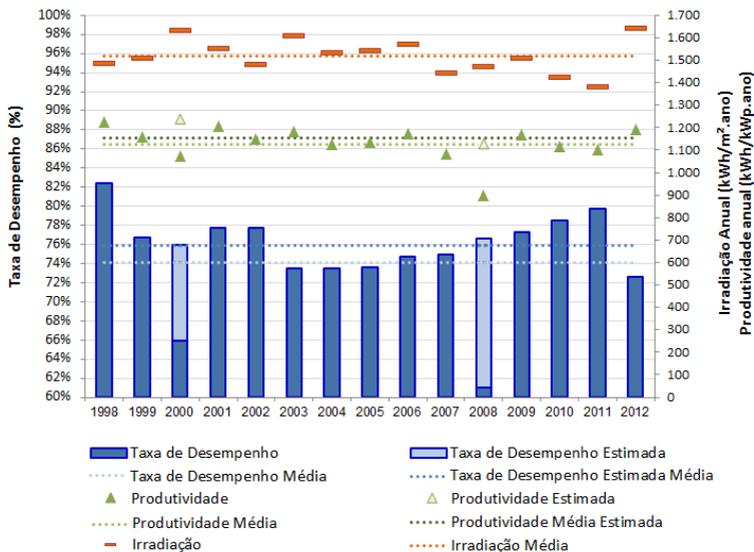


Figura 43. Taxa de Desempenho (PR) e Produtividade (Yield) do sistema de 2 kWp ao longo dos 15 anos de operação (1997 a 2012).

Através do SWE, os módulos FV de filmes finos de a-Si:H sofrem uma perda de desempenho ao longo do primeiro ano de exposição ao sol e este efeito estabiliza após este período. O SWE é reversível pela exposição do filme fino a uma temperatura de 150°C por duas horas (recozimento) no escuro. Na operação em campo, sabe-se que as temperaturas elevadas (cerca de até 70 °C), sob as quais os módulos podem chegar a operar em climas quentes e ensolarados, levam a um recozimento parcial do filme fino e à estabilização do SWE em um patamar mais elevado do que quando o mesmo dispositivo opera em climas mais frios (RÜTHER E LIVINGSTONE, 1994), (RÜTHER, 1995), (RÜTHER ET AL., 2003), (RÜTHER, DACOREGIO ET AL., 2004).

Com exceção do ano de 2008, onde foi realizada a substituição dos inversores do sistema, o ano de 2012 teve uma das menores taxas de desempenho durante os 15 anos de operação. Como somente uma falha

por mau contato foi encontrada durante este ano e rapidamente o problema foi resolvido, esta não poderia ser a causa do baixo desempenho. A **Figura 44** apresenta o cálculo da taxa de desempenho por faixas de irradiância. Uma taxa de desempenho calculada para faixas de irradiância $> 200\text{W/m}^2$ implica não utilizar irradiâncias menores que este valor, assim como o montante de energia gerado nesta faixa. O cálculo da PR utilizado neste trabalho, utiliza todos os valores de irradiância $> 0\text{ W/m}^2$, o que resulta em uma taxa de desempenho de aproximadamente 72% para ano de 2012.

Caso fosse utilizado o cálculo de PR para valores de irradiância maiores que 200W/m^2 a taxa de desempenho resultante seria de aproximadamente 75%. Isto pode ser explicado pela **Figura 45**, que mostra a curva de eficiência do inversor utilizado. Para uma baixa potência de carregamento, a eficiência do inversor também se apresenta muito baixa. Para médios carregamentos com irradiância de cerca de 500W/m^2 a eficiência do inversor é máxima. Por fim, para um carregamento próximo do nominal, cerca de 1000W/m^2 , a eficiência volta a cair.

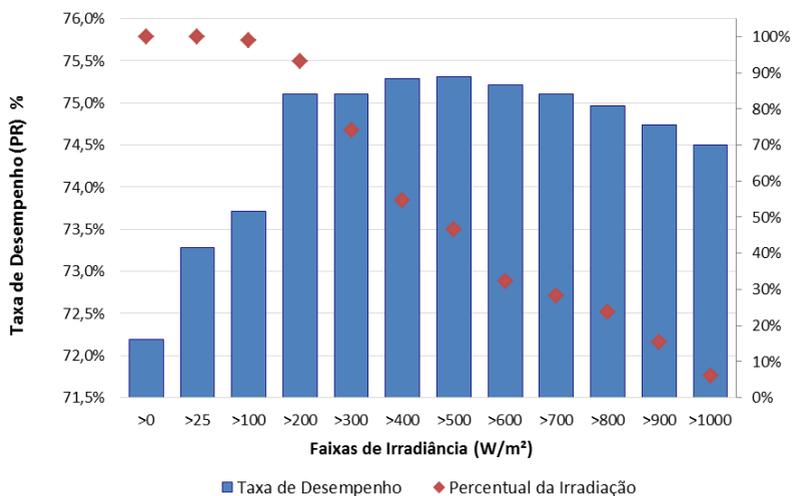


Figura 44. Taxa de Desempenho por classes de irradiância.

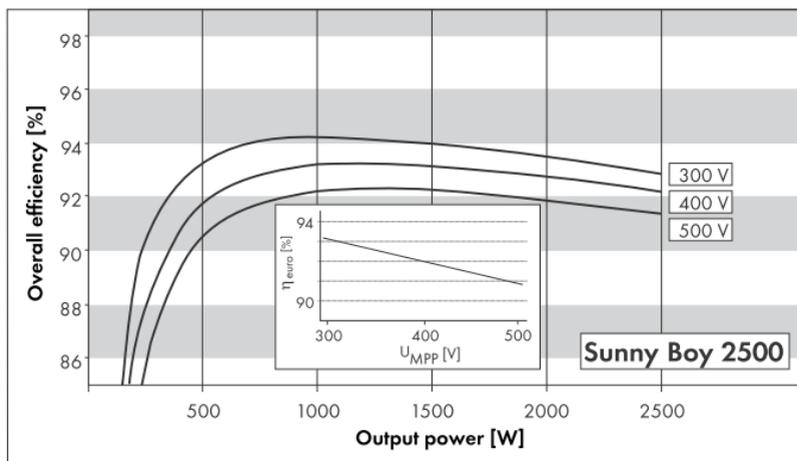


Figura 45. Curva de eficiência do inversor SMA - SB2500 (Tensão de operação do 2kWp de 468 V)(SMA, 2009).

A curva que apresenta a taxa de desempenho na [Figura 44](#) segue basicamente a curva de eficiência do inversor do sistema FV ([Figura 45](#)). No 2kWp, a tensão de operação do sistema é de 468 V. Isto mostra, por exemplo, como a taxa de desempenho do sistema pode ser facilmente manipulada, utilizando-se valores de partida da irradiância que representem boa eficiência do inversor.

O ano de 2012, como pode ser observado na [Tabela 2](#), foi o ano com maior frequência das irradiâncias entre 0 e 50W/m². Nesta faixa de irradiância o inversor é na maioria dos valores incapaz de se energizar e conectar-se à rede elétrica. Também pode ser observada uma alta frequência das irradiâncias entre 900 e 1000W/m², o que resulta em uma eficiência mais baixa do inversor. Esta pode ser uma das causas do baixo desempenho do sistema FV no ano de 2012.

Tabela 2. Distribuição da irradiação solar por faixas de irradiância para os anos de 1997 a 2012.

	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	
1997	3,5%	6,7%	8,1%	7,6%	6,7%	5,5%	5,1%	4,7%	4,4%	4,0%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	5,4%	6,3%	1,9%	1,3%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1998	2,8%	5,7%	5,9%	5,5%	5,6%	5,0%	4,9%	4,4%	4,4%	4,2%	4,4%	4,1%	4,4%	4,5%	5,0%	5,4%	6,9%	6,2%	5,7%	2,9%	1,9%	0,5%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1999	2,8%	5,8%	6,0%	5,7%	5,6%	5,1%	4,6%	4,5%	4,4%	4,1%	3,8%	4,2%	4,6%	4,6%	5,0%	5,3%	6,1%	6,0%	5,6%	3,3%	1,6%	0,8%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2000	2,1%	4,2%	4,9%	5,0%	4,6%	4,3%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,3%	4,6%	4,9%	5,4%	6,0%	6,9%	7,5%	7,3%	6,6%	2,9%	1,2%	0,5%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2001	2,5%	4,8%	5,0%	5,1%	5,2%	5,0%	4,7%	4,4%	4,2%	4,1%	4,5%	4,5%	4,5%	5,1%	5,7%	6,9%	7,4%	5,8%	5,9%	2,8%	1,1%	0,5%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2002	1,9%	3,8%	4,6%	5,0%	5,2%	4,9%	5,1%	5,4%	5,1%	5,8%	5,9%	5,6%	5,2%	4,9%	5,2%	5,6%	5,7%	5,8%	5,8%	2,5%	0,6%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2003	2,3%	4,1%	4,5%	4,9%	5,3%	4,9%	4,9%	4,5%	4,3%	4,4%	4,6%	4,6%	4,9%	5,1%	5,5%	6,4%	6,5%	6,7%	7,3%	2,8%	0,8%	0,4%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2004	3,0%	5,5%	5,8%	5,5%	4,9%	4,9%	4,6%	4,3%	4,2%	4,1%	4,2%	4,2%	4,5%	4,8%	5,6%	6,5%	6,7%	5,7%	5,5%	3,2%	1,3%	0,6%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2005	2,8%	5,0%	5,0%	4,7%	4,8%	4,9%	4,6%	4,5%	4,2%	4,2%	4,3%	4,5%	4,9%	5,2%	6,1%	7,1%	7,4%	5,8%	5,8%	2,5%	1,0%	0,4%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2006	2,3%	4,3%	5,3%	5,1%	4,9%	4,9%	4,9%	4,6%	4,7%	4,8%	4,7%	5,0%	5,1%	5,5%	6,4%	7,6%	6,4%	6,0%	4,4%	1,7%	0,8%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	
2007	3,0%	5,2%	5,6%	5,7%	5,4%	5,1%	4,8%	4,9%	4,9%	5,0%	5,4%	5,5%	5,5%	5,6%	6,5%	7,0%	6,9%	5,2%	1,8%	0,7%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
2008	2,8%	4,7%	5,1%	4,9%	5,1%	5,0%	5,1%	5,0%	5,3%	5,2%	5,4%	5,4%	5,8%	6,5%	7,5%	8,0%	6,0%	4,5%	1,6%	0,6%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
2009	2,8%	5,8%	5,8%	5,6%	5,5%	5,4%	4,9%	4,5%	4,3%	4,4%	4,6%	4,9%	5,4%	6,7%	7,2%	6,0%	6,4%	3,5%	0,9%	0,4%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
2010	4,0%	6,2%	6,3%	5,9%	5,4%	4,9%	5,0%	4,7%	4,9%	4,9%	4,8%	5,0%	5,1%	5,4%	5,8%	6,1%	6,4%	5,2%	2,5%	0,8%	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
2011	3,7%	6,4%	6,2%	6,0%	5,8%	5,5%	5,0%	4,7%	4,7%	4,5%	4,9%	5,0%	5,4%	6,3%	7,3%	7,3%	6,0%	3,3%	1,4%	0,5%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
2012	4,8%	5,1%	4,7%	4,5%	4,4%	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,1%	4,3%	4,3%	4,8%	5,0%	5,6%	6,8%	6,9%	5,9%	5,5%	4,2%	1,0%	0,4%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	
Média	2,9%	5,2%	5,5%	5,4%	5,3%	5,0%	4,8%	4,6%	4,5%	4,6%	4,7%	4,9%	5,2%	5,9%	6,5%	6,5%	6,5%	5,7%	4,7%	2,1%	0,9%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	

4.4 DEGRADAÇÃO DO SISTEMA FV

Devido ao efeito SWE, os módulos FV apresentaram marcante queda de desempenho observada nos primeiros meses de sua operação. Após esse período inicial o desempenho passou a ser influenciado pela temperatura e pelo espectro da radiação solar, apresentando variações sazonais típicas do Silício amorfo (a-Si) (RÜTHER E LIVINGSTONE, 1995), (CEREGHETTI ET AL., 2000), comportamento que se reflete em geração relativa mais elevada durante os meses de verão. Isso é devido às temperaturas de operação mais elevadas, que ocasionam o recozimento térmico parcial e a consequente reversão parcial da degradação, bem como aos efeitos do conteúdo espectral da radiação, pois o menor valor de Massa de Ar (*Air Mass* - AM) no verão leva o espectro a desviar para os menores comprimentos de onda (mais fótons na faixa do azul), o que é benéfico para o a-Si. (GOTTSCHALG ET AL., 2005; GOTTSCHALG ET AL., 2003; RÜTHER ET AL., 2002)

Os efeitos mencionados podem ser observados na potência c.c. normalizada do gerador FV, obtida pela relação entre a potência medida e a potência nominal declarada pelo fabricante, e a temperatura dos módulos, para o período de 1997 a 2012.

A variação sazonal do desempenho deste gerador, mostrada na **Figura 46**, com máximos durante os meses de verão e mínimos durante os meses mais frios de inverno, é o inverso ao observado tipicamente para geradores FV que utilizam a tecnologia mais tradicional do Silício cristalino (c-Si), cujo desempenho é superior nos meses de inverno.

Este efeito inverso, observado na tecnologia de filmes finos de a-Si, pode ser explicado por dois fatores que se somam: o conteúdo espectral da radiação solar nos meses de verão que é deslocado para comprimentos de onda menores (composição espectral mais azul), que é mais próximo da resposta espectral dos dispositivos de a-Si e, também, as temperaturas mais elevadas do verão, que causam recozimento parcial do SWE dos filmes finos de a-Si, restaurando parcialmente o seu desempenho (RÜTHER E LIVINGSTONE, 1995), (KING ET AL., 2000).

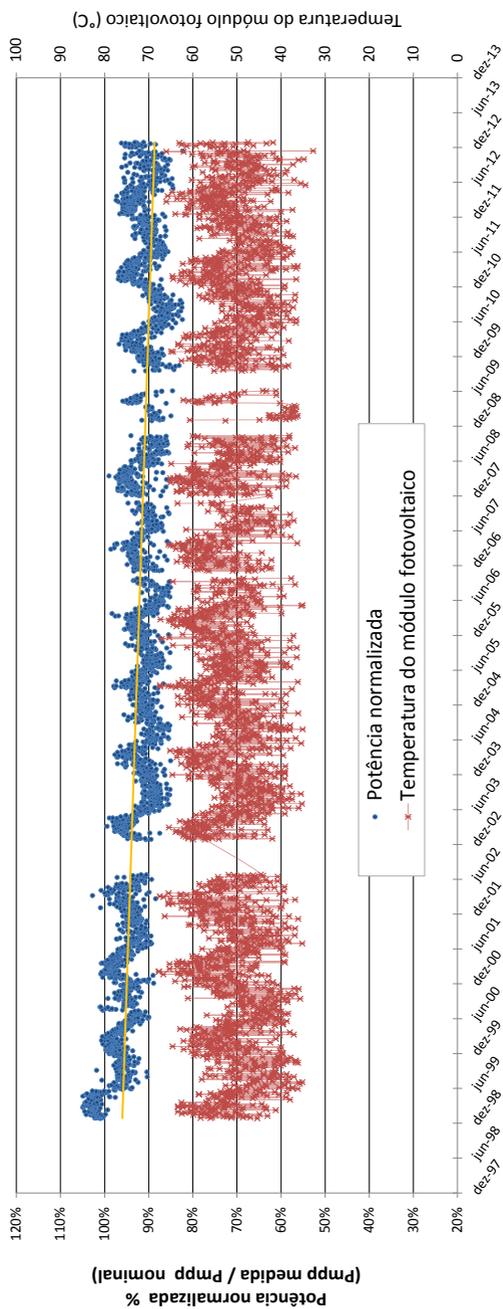


Figura 46. Degradação da potência do módulo FV ao longo dos anos - potência c.c. normalizada e temperatura dos módulos, para o período de 1997 a 2012.

Estas duas características da tecnologia a-Si são de difícil modelagem matemática para se determinar as influências isoladas de cada um destes fatores.

A análise de degradação de potência do gerador FV foi realizada, excluindo-se o primeiro ano calendário de operação, devido ao período de estabilização do SWE. A partir da linha de tendência gerada para a potência normalizada, para o período de 1999 a 2012 verificou-se um decaimento de cerca de 0,55 % a.a dos dados medidos.

Isto mostra que a expectativa de degradação informada pelo fabricante, com degradação prevista na garantia de 10% nos primeiros 10 anos de operação e 20% ao longo de 20 anos, mostra um cenário pessimista de degradação para o módulo FV em questão. O índice de degradação encontrado também se apresenta abaixo das médias encontradas na literatura para a tecnologia dos filmes finos (1,5% a.a na média e 1,0% na mediana) e se mostra muito próximo dos índices apresentados para c-Si (0,7% a.a. na média e 0,5% na mediana) (JORDAN E KURTZ, 2013). Além disso, todos os fabricantes da tecnologia a-Si fornecem módulos FV com potência inicial (não-estabilizada) de 15 a 25% acima da potência nominal de placa, para levar em conta o SWE (RÜTHER *ET AL.*, 2003).

4.5 SUJEIRA NO SISTEMA FV

O Sistema FV de 2kWp avaliado, somente é limpo pela lavagem natural ocasionada pela chuva. A última limpeza manual realizada no sistema foi feita a cerca de dois anos antes da avaliação conduzida neste trabalho. Como pode ser observado na **Figura 47** pontos de sujeira esparsos ocasionados por pássaros podem ser vistos em alguns dos módulos do sistema FV. Também pode ser visualizado em praticamente todos os módulos uma distribuição uniforme de sujeira que se encontra impregnada sobre os mesmos, conforme ilustrado na **Figura 48**.



Figura 47. Módulos FV do 2kWp, em detalhe pontos de sujeira ocasionados por pássaros.



Figura 48. Distribuição uniforme de sujeira sobre o gerador FV.

Para a avaliação de redução de desempenho ocasionada pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos FV, foram avaliadas as curvas IxV das cinco *strings* que compõem o sistema, antes e imediatamente após sua limpeza. A **Figura 49** demonstra a curva IxV medida de uma das *strings*. A curva fornece as características elétricas principais do gerador FV,

dentre estas a potência (P_{mpp}), a tensão (V_{mpp} e V_{oc}), a corrente elétrica (I_{mpp} e I_{sc}) e o fator de forma (%).

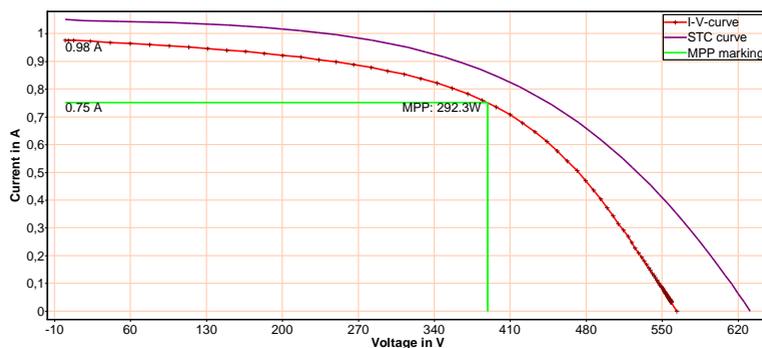


Figura 49. Curva IxV de uma das strings do gerador FV.

A limpeza do sistema foi realizada utilizando-se água e pano macio. Para o gerador FV de cerca de 40m², foi necessário o trabalho de duas pessoas por aproximadamente 1h e cerca de 100 litros de água. Observou-se que determinados tipos de sujeira se encontravam impregnados sobre os módulos, sendo sua remoção possível somente com a utilização do material acima citado, uma vez que a ação da chuva, por exemplo, não é suficiente para a limpeza.

Os dados elétricos obtidos das *strings* antes e após a limpeza são apresentados na **Tabela 3**. Observa-se que os valores médios de I_{sc} e P_{mpp} após a limpeza do sistema tiveram uma melhora de aproximadamente 5,3%. A variação percentual de cerca de 0,7% observada na V_{oc} é resultado das incertezas de medição da temperatura e sua não homogeneidade na temperatura de módulos de uma mesma string ($\pm 3^{\circ}\text{C}$), devido a influência da laje de concreto sob o qual o sistema é fixado. O fator de forma não teve alterações significativas após a limpeza do sistema.

Tabela 3. Dados elétricos das strings antes e após limpeza

	T mod °C	E eff W/m2	Isc STC (A)	Uoc STC (V)	I _{mp} p STC (A)	V _{mpp} STC (V)	P _{mpp} STC (W)	Fill factor (%)
String 1 - Limpa	61	1001	1,15	611,44	0,88	404,84	354,4	50,2
String 1 - Suja	57	991	1,09	607,10	0,83	401,85	332,9	50,3
			5,7%	0,7%	5,7%	0,7%	6,5%	0,0%
String 2 - Limpa	60	986	1,14	609,30	0,86	401,50	344,9	49,7
String 2 - Suja	57	997	1,07	603,36	0,81	399,80	323,5	49,9
			5,8%	1,0%	6,1%	-0,4%	6,6%	-0,3%
String 3 - Limpa	60	1003	1,14	615,28	0,86	410,81	351,6	50,3
String 3 - Suja	58	1001	1,08	615,54	0,82	410,23	334,7	50,2
			4,9%	0,0%	4,9%	0,1%	5,1%	0,2%
String 4 - Limpa	60	991	1,11	614,62	0,82	405,13	330,7	48,7
String 4 - Suja	58	951	1,05	635,14	0,77	411,68	318,2	47,9
			5,7%	-3,2%	5,6%	-1,6%	3,9%	1,6%
String 5 - Limpa	60	1014	0,97	604,96	0,73	404,54	295,6	50,5
String 5 - Suja	57	984	0,92	617,26	0,69	410,66	283,5	49,8
			4,9%	-2,0%	5,9%	-1,5%	4,3%	1,4%
Média			5,4%	-0,7%	5,6%	-0,4%	5,3%	0,6%

A melhora identificada no desempenho, de aproximadamente 5,3%, é coerente com outras limpezas realizadas anteriormente no mesmo sistema e pode ser justificada em virtude da maior incidência da irradiação solar no módulo FV, antes atenuada pela uniforme distribuição de sujeira sobre este. Este aumento no desempenho do sistema ocasionado pela limpeza resultará, de maneira geral, em um aumento da produção de energia do sistema de também 5,3%.

Assumindo que este ganho de produtividade se manteve constante desde a limpeza no sistema, realizada há cerca de dois anos, isto representaria aproximadamente 220kWh de energia que deixou de ser gerada em função das perdas associadas à sujeira. Admitindo um sistema FV conectado à rede elétrica, utilizando o sistema de compensação de energia estabelecido pela Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012), e um custo de energia de aproximadamente 0,35 R\$/kWh para a cidade de Florianópolis (MONTENEGRO, 2013), isto representaria cerca de R\$75,00 de receita não realizada. Assumindo que os materiais utilizados para a limpeza sejam de uso cotidiano, e que exista disponibilidade de água, os custos principais a serem comparados seriam do equivalente “hora-homem” em uma atividade em altura, tendo em vista, que a sujeira do módulo exige certa pressão para ser completamente removida, o que dificilmente seria possível em uma tentativa de limpeza a nível do solo, utilizando acessórios para alcançar o sistema. Fica evidente portanto que o benefício da limpeza manual de um sistema solar fotovoltaico sob condições como as apresentadas neste trabalho é questionável.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho descreveu os resultados de 15 anos de operação do primeiro gerador fotovoltaico com módulos de a-Si, conectado à rede elétrica e integrado a uma edificação no Brasil.

O sistema FV apresentou, em média, ao longo do período considerado, taxa de desempenho (PR) de 74% para dados medidos e 76% para dados estimados, oscilando entre 79% e 73%, indicando um excelente desempenho do gerador após 15 anos de operação.

A Produtividade (*Yield*) variou entre um valor mínimo de 1.072 kWh/kWp e um valor máximo de 1.205 kWh/kWp, com média dos 15 anos avaliados de 1.126 kWh/kWp. O *Yield* do sistema, estimado com base na projeção de desempenho dos anos em que foram identificadas falhas nos inversores, é de 1.159 kWh/kWp. Os principais componentes que levaram à falha e indisponibilidade do sistema foram avaliados, assim como a frequência de interrupções causadas pelo usuário e rede elétrica.

Constatou-se que o sistema FV apresentou índices de indisponibilidade durante o período analisado, correspondendo a aproximadamente 3,0% da energia total gerada ao longo dos 15 anos de operação. Verificou-se, ainda, que os índices de indisponibilidade relacionados a falhas no sistema são relativos, sobretudo, ao tempo de resposta da manutenção dos mesmos e menos à frequência com que estas ocorrem, tendo em vista que somente cinco falhas, duas relacionadas a falhas no inversor, duas relacionadas a falhas nos conectores e uma associada a uma trinca no módulo FV, foram identificadas ao longo dos 15 anos de operação analisados. O índice de indisponibilidade identificado é decorrente da necessidade de importação dos inversores para a substituição dos que apresentaram defeito. Caso estes estivessem disponíveis, na ocasião, no mercado nacional, o índice do sistema poderia ter sido de apenas 0,75%. Foram avaliados, ainda, os impactos da sujeira acumulada sobre os módulos FV e a respectiva redução de desempenho destes. Os resultados indicaram que a sujeira encontrava-se uniformemente distribuída no sistema FV, sem causar descasamentos elétricos de tensão e corrente entre módulos limpos e módulos sujos. O sistema FV, após sua completa limpeza, teve melhora em seu desempenho de aproximadamente 5,3%. Apesar de tal número parecer expressivo, o aumento na geração de energia, comparado aos custos inerentes ao processo de limpeza, na maior parte dos casos, não justifica o investimento neste procedimento.

A avaliação de degradação do gerador FV utilizando dados de potência normalizada do sistema, apresentou decaimento de cerca de 0,55 % a.a dos dados medidos. O índice de degradação encontrado apresenta-se bastante inferior àquele informado pelo fabricante, de cerca de 1% ao ano para fins de garantia do produto. Este valor também se apresenta abaixo das médias encontradas na literatura para a tecnologia dos filmes finos (1,5% a.a na média e 1,0% na mediana) e se mostra muito próximo dos índices apresentados para c-Si (0,7% a.a. na média e 0,5% na mediana).

Durante os 15 anos de dados de irradiação medidos, observou-se uma irradiação anual média de 1527kWh/m². A variação interanual (entre anos), mensal foi, em média, 10,6%. Os valores medidos de irradiação, já considerando as perdas associadas ao horizonte solar, e sua comparação com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, mostrou uma superestimativa de cerca de 10,1% do Atlas.

Apesar do Atlas Brasileiro de Energia Solar apresentar ligeira superestimativa do nível de irradiação solar em regiões com predominância de céu nublado, esta correlação de superestimação com cobertura de nuvens não foi verificada no cruzamento das bases de dados utilizadas neste trabalho.

Também observou-se, quando comparada a distribuição da irradiação solar proveniente dos dados medidos com a distribuição sintética criada a partir de softwares de simulação, que os dados fornecidos pelo software tendem a subestimar baixas e altas irradiâncias e superestimar irradiâncias entre estas faixas. Assim sendo, para geradores FV com baixo índice de FDI (potência FV > potência do inversor) softwares de dimensionamento podem levar a perdas de geração inferiores às perdas reais.

As taxas de desempenho apresentadas e os índices de degradação encontrados demonstram que a tecnologia de a-Si é bem adequada para instalações integradas no ambiente urbano no Brasil. Considerando a confiabilidade e o desempenho apresentados, até a falha de dois inversores em 2008, a estratégia inicial do projeto, com quatro inversores de 650 W em vez de um único inversor de 2000 W, pode ser considerada desnecessária uma vez que os quatro inversores operaram de forma eficiente e contínua, demonstrando um alto grau de confiabilidade e robustez.

Este trabalho apresentou uma contribuição ao conhecimento do desempenho de longo prazo da geração solar fotovoltaica no Brasil, demonstrando que esta tecnologia apresenta elevados índices de

confiabilidade e desempenho. No momento em que o Brasil dá seus primeiros passos na utilização desta tecnologia, com a recente publicação da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL e a iminência da utilização da geração solar em usinas de maior porte, este trabalho traz informações que podem ser consideradas de grande relevância para o desenvolvimento da geração FV no Brasil.

6 REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 10899:2006 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia** 2006.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

BRASIL, B. C. D. **Produto Interno Bruto e taxas médias de crescimento**. <http://www.bcb.gov.br/?INDECO> 2013.

BRAUN, P. **A integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis - SC, 2010. 257 p.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**. Issue 1, v.80, p.32-45, 2006.

CEREGHETTI, N.; CHIANESE, D.; REZZONICO, S.; TRAVAGLINI, G. **BEHAVIOUR OF TRIPLE JUNCTION a-Si MODULES**: 16th European PV Solar Energy Conference. Glasgow (UK), 2000.

CHIANG, W.-J.; JOU, H.-L.; WU, J.-C.; WU, K.-D.; FENG, Y.-T. Active islanding detection method for the grid-connected photovoltaic generation system. **Electric Power Systems Research**. Issue 4, v.80, p.372-379, 2010.

DELUCCHI, M. A.; JACOBSON, M. Z. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies. **Energy Policy**. Issue 3, v.39, p.1170-1190, 2011.

DGS. **Planning and Installing Photovoltaic Systems - A guide for installers, architects and engineers**: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie - The German Energy Society Berlin, 2008.

DIAS, J. B. **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para Otimização do Fator de Dimensionamento**. (Tese de Doutorado). PROMEC/UFRGS Porto Alegre, Brasil, 2006.

DUNLOP, E. D.; HALTON, D. The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure.

Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Issue 1, v.14, p.53-64, 2006.

DUNLOP, E. D.; HALTON, D.; OSSENBRINK, H. A. 20 years of life and more: where is the end of life of a PV module? In: Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 2005. **Anais.**, 2005.v.p. 1593-1596.

EL CHAAR, L.; LAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews.** Issue 5, v.15, p.2165-2175, 2011.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Plano Decenal de Energia.** 2010-2019.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO - Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte.** 2010.

FINDER. **Dispositivos de Proteção contra Surtos - DPS.** Catálogo de Produtos 2011.

GAVAZZI, C. **Management and control system for photovoltaic plants.** EOS Web 2012.

GOTTSCHALG, R.; BETTS, T. R.; INFELD, D. G.; KEARNEY, M. J. The effect of spectral variations on the performance parameters of single and double junction amorphous silicon solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells.** Issue 3, v.85, p.415-428, 2005.

GOTTSCHALG, R.; INFELD, D. G.; KEARNEY, M. J. Experimental study of variations of the solar spectrum of relevance to thin film solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells.** Issue 4, v.79, p.527-537, 2003.

GREEN, M. A. Recent developments in photovoltaics. **Solar Energy.** Issue 1-3, v.76, p.3-8, 2004.

_____. Third Generation Photovoltaics: Assessment of progress over the last decade. In: Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE, 2009. **Anais.**, 2009.v.p. 000146-000149.

GREGG, A.; BLIEDEN, R.; CHANG, A.; NG, H. Performance analysis of large scale, amorphous silicon, photovoltaic power systems. In: Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 2005. **Anais.**, 2005.v.p. 1615-1618.

GROPPI, F. Testing of anti-islanding protections for grid-connected inverters. In: Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on, 2007. **Anais.**, 2007.v.p. 183-187.

GWANDU, B. A. L.; CREASEY, D. J. Humidity: A factor in the appropriate positioning of a photovoltaic power station. **Renewable Energy**. Issue 3, v.6, p.313-316, 1995.

HAAG, R.; KRENZINGER, A. **ESTIMATIVA DA DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL UTILIZANDO MODELOS DE TRANSFERÊNCIA RADIATIVA E ANÁLISE MULTIINSTRUMENTAL: SATÉLITE, RADIÔMETROS EM SUPERFÍCIE E RADIOSSONDAGEM**: Labsol, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém - PA, 2010.

HAHN, M. J.; BERRY, W. B.; MRIG, L. Comparative short term/long term field test performance and stability of tandem and single junction a-Si modules. In: Photovoltaic Specialists Conference, 1990., Conference Record of the Twenty First IEEE, 1990. **Anais.**, 1990.v.p. 1057-1061 vol.2.

HEEGER, A. Printable Organic Solar Cells - Challenges and Opportunities in Technology Transfer from Lab to Market. In: Nature Photonics Technology Conference - Future Perspectives on Photovoltaics, 2010. **Anais**. Tóquio - Japão, 2010.v.p.

HENZE, N.; FUNTAN, P. **Fault Currents and Protection Techniques in Photovoltaic Systems** Kassel - Alemanha: Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology - IWES 2011.

HUSSIN, M. Z.; OMAR, A. M.; ZAIN, Z. M.; SHAARI, S.; ZAINUDDIN, H. Design Impact of 6.08 kWp Grid-Connected Photovoltaic System at Malaysia Green Technology Corporation. **INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC SYSTEMS RESEARCH**. v.5, 2012

IEA, I. E. A.-. **Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies.** 2007.

INMET - Normais Climatológicas. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br>.

ISHII, T.; OTANI, K.; TAKASHIMA, T.; XUE, Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications.** Issue 4, v.21, p.481-489, 2013.

JARDIM, C. D. S.; RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T. D. S.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. J. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings.** Issue 3, v.40, p.365-370, 2008.

JIANG, Z.; BRUNDLINGER, R.; BETTS, T. R.; GOTTSCHALG, R. Effect of Module Degradation on Inverter Sizing. In: Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC '08. 33rd IEEE, 2008. **Anais.**, 2008.v.p. 1-6.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications.** Issue 1, v.21, p.12-29, 2013.

JORDAN, D. C.; SMITH, R. M.; OSTERWALD, C. R.; GELAK, E.; KURTZ, S. R. Outdoor PV degradation comparison. In: Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE, 2010. **Anais.**, 2010.v.p. 002694-002697.

KING, D. L.; KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E. Stabilization and performance characteristics of commercial amorphous-silicon PV modules. In: Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 2000. **Anais.**, 2000.v.p. 1446-1449.

KROPOSKI, B.; HANSEN, R. Technical evaluation of four amorphous silicon systems at NREL. In: Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997. **Anais.**, 1997.v.p. 1357-1360.

LORENZO, E.; MORETÓN, R.; LUQUE, I. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. p.n/a-n/a, 2013.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 4, v.15, p.337-352, 2007.

MANI, M.; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 9, v.14, p.3124-3131, 2010.

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**: 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition. Lake Buena Vista, Florida, 2005.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; COLLE, S. Cross Validation of Satellite Radiation Transfer Models During SWERA Project in Brazil. In: ISES Solar World Congress 2003, 2003. **Anais**. Goteborg - Sweden, 2003.v.p.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SILVA, S. A. B.; ABREU, S. L.; COLLE, S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**. Issue 8, v.36, p.2853-2864, 2008.

MARTINS, F. R.; SILVA, S. A. B.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. The influence of cloud cover index on the accuracy of solar irradiance model estimates. **Meteorology and Atmospheric Physics**. Issue 3-4, v.99, p.169-180, 2008.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 5, v.16, p.2920-2925, 2012.

MONTENEGRO, A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. Eng. Civil, UFSC, 2013. 175 p.

N. REICH; W. VAN SARK; E. ALSEMA; S. KAN, S. S.; DER, A. V.; HEIDE, R. L., AND R. SCHROPP. Weak light performance and spectral response of different solar cell types. In: 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2005. **Anais**. Spain, 2005.v.p.

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. **Renewable Energy**. Issue 2, v.35, p.541-554, 2010.

NREAL - National Renewable Energy Laboratory - NREL / NAVIGATING CONSULTING. **A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections**. 2006.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 3, v.15, p.1625-1636, 2011.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. D.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**: INPE. São José dos Campos - SP, 2006.

PRATT, R. G.; BURDICK, J. Performance of a 4 kW amorphous-silicon alloy photovoltaic array at Oakland Community College, Auburn Hills, Michigan. In: Photovoltaic Specialists Conference, 1988., Conference Record of the Twentieth IEEE, 1988. **Anais**., 1988.v.p. 1272-1277 vol.2.

QASEM, H.; BETTS, T. R.; MÜLLEJANS, H.; ALBUSAIRI, H.; GOTTSCHALG, R. Dust-induced shading on photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. p.n/a-n/a, 2012.

QUINTANA, M. A.; KING, D. L.; MCMAHON, T. J.; OSTERWALD, C. R. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In: Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002. **Anais**., 2002.v.p. 1436-1439.

RAGHURAMAN, B.; LAKSHMAN, V.; KUITCHE, J.; SHISLER, W.; TAMIZHMANI, G.; KAPOOR, H. An Overview of SMUD's Outdoor Photovoltaic Test Program at Arizona State University. In: Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, 2006. **Anais**., 2006.v.2. p. 2214-2216.

RÜTHER, R. Experiences and operational results of the first grid-connected, building-integrated, thin-film photovoltaic installation in Brazil. In: 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion – WCPEC2, 1998. **Anais**. Vienna – Austria, 1998.v.p.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos LABSOLAR/UFSC**. Florianópolis - Brasil, 2004.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M. M. Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 2, v.8, p.257-266, 2000.

RÜTHER, R.; DEL CUETO, J.; TAMIZH-MANI, G.; MONTENEGRO, A. A.; RUMMEL, S.; ANDERBERG, A.; VON ROEDERN, B. Performance test of amorphous silicon modules in different climates - year four: Progress in understanding exposure history stabilization effects. In: Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC '08. 33rd IEEE, 2008. **Anais**., 2008.v.p. 1-5.

RÜTHER, R.; KLEISS, G.; REICHE, K. Spectral effects on amorphous silicon solar module fill factors. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 3, v.71, p.375-385, 2002.

RÜTHER, R.; LIVINGSTONE, J. Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 1, v.36, p.29-43, 1995.

RÜTHER, R.; NASCIMENTO, L.; JUNIOR, J. U.; PFITSCHER, P.; VIANA, T. Long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, thin-film amorphous silicon PV installation in Brazil. In: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010a. **Anais**. Honolulu -HI, EUA, 2010a.v.1. p. 4.

_____. Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate. In: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010b. **Anais**. Honolulu -HI, EUA, 2010b.v.1. p. 4.

RÜTHER, R.; TAMIZH-MANI, G.; DEL CUETO, J.; ADELSTEIN, J.; MONTENEGRO, A. A.; VON ROEDERN, B. Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels. In: Photovoltaic Energy

Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, 2003. **Anais.**, 2003.v.2. p. 2011-2014 Vol.2.

SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, L. L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 0, v.22, p.698-733, 2013.

SEFID, S. S. S. G.; MIRBAGHERI, S. M.; MOUSAVI, S. M. H.; SEFID, S. E. S. G. Investigation of solar cells lifetime in Iran. In: Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2012 IEEE International Conference on, 2012. **Anais.**, 2012.v.p. 1-5.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**. Issue 1, v.34, p.23-29, 2009.

SMA. **Technical data - SUNNY BOY 2500**. S. S. T. Ag 2009.

_____. **System Monitoring**. S. S. T. Ag: 4 p. 2012.

STAEBLER, D. L.; WRONSKI, C. R. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. **Applied Physics Letters**. Issue 4, v.31, p.292-294, 1977.

THOMAS, M. G.; POST, H. N.; DEBLASIO, R. Photovoltaic systems: an end-of-millennium review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 1, v.7, p.1-19, 1999.

URBANETZ, J. **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDES DE DISTRIBUIÇÃO URBANAS: SUA INFLUÊNCIA NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA E ANÁLISE DOS PARÂMETROS QUE POSSAM AFETAR A CONECTIVIDADE**. (Tese de Doutorado). Departamento de Eng. Civi, UFSC, 2010. 189 p.

VIANA, T.; NASCIMENTO, L. R. D.; MONTENEGRO, A.; RÜTHER, R. SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 2kW_p INTEGRADO A EDIFICAÇÃO: ANÁLISE DO DESEMPENHO DE 14 ANOS DE OPERAÇÃO. In: IV CBENS e V Conferência Latino Americana da International Solar Energy Society - ISES, 2012. **Anais**. São Paulo - SP: ABENS - Associação Brasileira de Energia Solar, 2012.v.1. p. 8.

YINGTANG, T.; RAGHURAMAN, B.; KUITCHE, J.; TAMIZHMANI, G.; BACKUS, C. E.; OSTERWALD, C. An Evaluation of 27+ Years Old Photovoltaic Modules Operated in a Hot-Desert Climatic Condition. In: Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, 2006. **Anais.**, 2006.v.2. p. 2145-2147.

Z. YE, R.; WALLING, L.; GARCES, R.; ZHOU, L. L.; WANG, T. **Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters**. General Electric Global Research Center Niskayuna. New York, 2004.

ZORRILLA-CASANOVA, J.; PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; BERNAOLA-GALVÁN, P.; CARPENA, P.; MORA-LÓPEZ, L.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 4, v.21, p.790-796, 2013.