

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Dênio Alves Cassini

**IMPACTOS DA DEGRADAÇÃO NO DESEMPENHO ELÉTRICO E TÉRMICO DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SISTEMAS INSTALADOS EM MINAS GERAIS**

Belo Horizonte

2016

Dênio Alves Cassini

**IMPACTOS DA DEGRADAÇÃO NO DESEMPENHO ELÉTRICO E TÉRMICO DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SISTEMAS INSTALADOS EM MINAS GERAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz

Belo Horizonte

2016

Dênio Alves Cassini

**IMPACTOS DA DEGRADAÇÃO NO DESEMPENHO ELÉTRICO E TÉRMICO DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SISTEMAS INSTALADOS EM MINAS GERAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós  
graduação em Engenharia Mecânica da  
Pontifícia Universidade Católica de Minas  
Gerais, como requisito parcial para obtenção do  
título de Mestre em Engenharia Mecânica.

---

Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz (Orientadora) – PUC Minas

---

Lauro Vilhena Machado Neto – PUC Minas

---

Pedro Paiva Brito – PUC Minas

---

Vanessa de Freitas Cunha Lins – UFMG

Belo Horizonte, 29 de julho de 2016

*Aos meus filhos,  
familiares, amigos e a  
Cristina pelo apoio,  
incentivo e paciência.*

## **AGRADECIMENTOS**

A todos que contribuíram para a realização deste trabalho em especial a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais – FAPEMIG, a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES, ao Grupo de Estudos em Energia da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – GREEN Solar PUC Minas e ao Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, LSF - IEE/USP, fica aqui expresso os meus sinceros agradecimentos.

Aos meus filhos, Clara e Bruno, pelo carinho e amor imenso, por sempre me incentivarem e na certeza de que “...destino é agente quem faz! ”.

Aos meus familiares, que sempre torceram por mim e em especial à minha mãe e in memória de meu pai.

À Cristina, minha querida e amada esposa e companheira, pela ajuda incondicional, pela companhia e pelo carinho, com a convicção de que “...nada acontece por obra do acaso! ”.

À professora e orientadora Dr. <sup>a</sup> Antônia Sônia, pela confiança, oportunidade e conselhos valiosos que foram imprescindíveis nesta jornada.

A todos os meus amigos da CEMIG e da Efficientia, em especial, ao Márcio Eli, Carlos Thiersch, Edgard Pereira, Fernando Bragança, Francisco Hering, Newton Schmidt, Marcela Davi, Frederico Junqueira, Gílson dos Santos, Josilaine Gomes e Alexandre Heringer, pelo apoio e confiança em mim depositados.

A toda a equipe do GREEN Solar PUC Minas, em especial, à Suellen Costa, Thiago Almeida, Rafael Barreto, Felipe Paoli, Elvis Mayk e Denner Machado, pelo apoio e colaboração, que me fizeram capaz de chegar até aqui.

A todos que de alguma forma contribuíram em mais esta etapa da minha vida, meu eterno agradecimento.

## **RESUMO**

O objetivo deste trabalho foi avaliar os impactos da degradação em módulos fotovoltaicos de silício cristalino, no desempenho elétrico e térmico de geradores fotovoltaicos, advindos de fatores climáticos e influências externas, em sistemas fotovoltaicos instalados nas regiões Norte e Leste do estado de Minas Gerais, até 2005. Os fatores externos analisados foram o sombreamento a que o gerador fotovoltaico está sujeito, e a sujidade relacionada à deposição de material particulado na superfície dos módulos. A seleção das amostras dos módulos fotovoltaicos degradados estudados foi realizada a partir de pesquisas em arquivos de controle de manutenções da CEMIG D, inspeções visuais técnicas em sistema ainda em operação, e em módulos armazenados depois de retirados de campo. Os módulos selecionados foram avaliados e os principais fatores que influenciam no desempenho dos mesmos foram estudados, a partir de suas características elétricas e térmicas. Como resultado, identificou-se que o principal modo de degradação encontrado foi delaminação do encapsulante dos módulos fotovoltaicos, em consequência à exposição do mesmo a temperaturas elevadas e altos níveis de radiação UV, existentes nos locais onde os sistemas foram instalados. Este modo de degradação ocasiona uma redução no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos, em função do aumento substancial nos valores da resistência série ( $R_s$ ), e redução da potência máxima. Foram realizados estudos de casos de geradores fotovoltaicos que integram sistemas conectados à rede de distribuição. No primeiro estudo de caso avaliado constatou-se a existência de sombreamento constante no gerador, provocando baixo desempenho do mesmo e o surgimento de pontos quentes em vários dos módulos fotovoltaicos que o compõe. No segundo estudo de caso constatou-se também uma redução no desempenho do sistema devido a três fatores, tais como posicionamento indevido do gerador, a degradação natural dos módulos fotovoltaicos e ao grau de sujidade em que estes se encontravam.

**Palavras-chave:** Sistemas fotovoltaicos. Durabilidade. Confiabilidade. Degradação. Desempenho elétrico e térmico. Produção de energia.

## ABSTRACT

The aim of this study was to evaluate the impact of photovoltaic crystalline silicon (PV) modules's degradation on its electrical e thermal performance, caused by climatic conditions and external factors, in photovoltaic systems installed in the northern and eastern regions of the state of Minas Gerais. The external factors analysed were PV modules's shading and dust deposition on their surface. For the PV modules's sample selection a survey was conducted at CEMIG D's maintenance control files of the PV systems installed up to 2005, PV system's visual and technical inspections in the field and at PV modules in the storage. The selected samples of PV modules were evaluated and the main factors that influence the performance of these were studied, from their electrical and thermal characteristics. As a result, it was found that the main mode of degradation was dilamination of PV module's due to their exposition to high levels of ultra violet radiation and elevated temperatures, causing a decrease in photovoltaic modules's power performance, and increase in the values of series resistance ( $R_s$ ). To study the impact of shading and dust at the PV generators's, two PV systems grid connected were analysed. In the first study case, it was found a severe shading at the PV generator, causing low performance of the PV module hot spots in some of them. In the second study case the reduction in system performance was due to three factors, such as the improper orientation and slope of the generator, the degradation of the PV modules due to climatic conditions and dust deposition at their surfasse.

**Keywords:** Photovoltaic Systems. Durability. Reliability. PV Module Degradation. Performance. Energy Production.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da potência total instalada de SFV no mundo, em GWp .....	19
Figura 2 - Custo médio total de SFV instalados em residenciais .....	20
Figura 3 - Evolução do preço médio de módulos fotovoltaicos.....	21
Figura 4 - Energia solar - Irradiação Global Horizontal (GHI) 1991 – 2010 .....	22
Figura 5 - Módulo fotovoltaico com células solares de Silício cristalino.....	29
Figura 6 - Curva característica de um módulo fotovoltaico .....	29
Figura 7 - Taxa hipotética de falhas em sistemas fotovoltaicos em função do tempo .....	31
Figura 8 - Questões de confiabilidade e durabilidade em sistemas fotovoltaicos .....	31
Figura 9 - Linha evolutiva de módulos fotovoltaicos entre 1975 e 1985 .....	34
Figura 10 - Percentual e frequência de degradação em módulos fotovoltaicos.....	35
Figura 11 - Degradação de módulos fotovoltaicos pré e pós o ano 2.000 .....	36
Figura 12 - Percentuais de perdas em geradores fotovoltaicos.....	38
Figura 13 - Módulo fotovoltaico comprometido pelo <i>browning</i> .....	39
Figura 14 - Módulo fotovoltaico danificado devido à delaminação.....	39
Figura 15 - Módulo fotovoltaico com bolhas no backsheet .....	40
Figura 16 - Módulo fotovoltaico com bolhas em sua parte frontal.....	41
Figura 17 - Presença de microfissuras em células solares.....	42
Figura 18 - Alterações na coloração da camada AR em células solares .....	43
Figura 19 - Célula solar com a presença de pontos quentes.....	44
Figura 20 - Imageamento termográfico de um módulo com ponto quente.....	44
Figura 21 - Desprendimento em estrutura de enquadramento do módulo.....	45
Figura 22 - Curva I-V de um módulo com suspeita de estar danificado.....	46
Figura 23 - Temperaturas ambiente média diária em Abu Dhabi no ano de 2010....	46
Figura 24 - Curvas comparativas entre temperaturas: ambiente X nas células.....	47
Figura 25 - Curva relativa ao desempenho do gerador fotovoltaico .....	48
Figura 26 - Curvas comparativas: temperatura X eficiência dos módulos .....	48
Figura 27 - Influência do ângulo de incidência na I <sub>sc</sub> de módulos fotovoltaicos.....	49
Figura 28 - Comportamento das curvas I-V em módulos com e sem falha .....	52
Figura 29 - Dissipação de energia em células solares sombreadas .....	54
Figura 30 - Imageamento de módulos com características distintas de envelhecimento .....	55



Figura 31 - Efeito de sombreamento de uma célula em um módulo fotovoltaico .....	56
Figura 32 - Curvas I-V e P-V antes e após o sombreamento de uma célula .....	57
Figura 33 - Imageamento de uma mesma célula solar sob sombreamento em diferentes períodos de tempo .....	57
Figura 34 - Curva de Irradiância espectral da radiação solar terrestre .....	63
Figura 35 - Estrutura e função de uma célula fotovoltaica de Silício cristalino .....	64
Figura 36 - Circuito elétrico equivalente do modelo de um diodo .....	66
Figura 37 - Indicação do espaçamento mínimo entre fileiras .....	79
Figura 38 - Regiões do estado de Minas Gerais onde foram instalados SFV .....	81
Figura 39 - Sistemas fotovoltaicos instalados em comunidades rurais .....	82
Figura 40 - Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico isolado .....	82
Figura 41 - Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico conectado à rede .....	83
Figura 42 - Guia Prático para Inspeção em Geradores Fotovoltaicos .....	85
Figura 43 - Inspeção visual e técnica para avaliação em SFV .....	86
Figura 44 - Testes outdoor em módulos selecionados GREEN Solar PUC Minas .....	88
Figura 45 - Módulos selecionados para ensaios no LSF – IEE/USP .....	89
Figura 46 - Simulador solar para teste de flash do LSF – IEE/USP .....	89
Figura 47 - Classes Climáticas no Estado de Minas Gerais .....	92
Figura 48 - Temperatura Máxima Média Anual .....	92
Figura 49 - Mapas: Insolação Média Diária e Radiação Solar Média Diária .....	93
Figura 50 - Índice de Radiação Ultravioleta máximo diário .....	93
Figura 51 - Módulos de Silício cristalino degradados devido à <i>browning</i> .....	97
Figura 52 - Módulos degradados devido a delaminação do encapsulante .....	97
Figura 53 - Células solares e <i>backsheet</i> degradados devido a pontos quentes .....	97
Figura 54 - Módulos danificados quando de instalação em campo .....	98
Figura 55 - Módulos degradados devido a deformações no <i>backsheet</i> .....	98
Figura 56 - Módulos fotovoltaicos enviados para ensaios no LSF – IEE/USP .....	99
Figura 57 - Curvas I-V e P-V do módulo M55 em condições <i>standard</i> .....	99
Figura 58 - Curvas I-V e P-V do módulo K45S em condições <i>standard</i> .....	100
Figura 59 - Módulo 1 e respectivo imageamento termográfico .....	101
Figura 60 - Curvas I-V e P-V do Módulo 1 geradas a partir de teste de flash .....	101
Figura 61 - Módulo 2 e respectivo imageamento termográfico .....	102
Figura 62 - Curvas I-V e P-V do Módulo 2 geradas a partir de teste de flash .....	102
Figura 63 - Módulo 3 e respectivo imageamento termográfico .....	103

Figura 64 - Curvas I-V e P-V do Módulo 3 geradas a partir de teste de flash.....	103
Figura 65 - Módulo 4 e respectivo imageamento termográfico .....	104
Figura 66 - Curvas I-V e P-V do Módulo 4 geradas a partir de teste de flash.....	104
Figura 67 - Gerador fotovoltaico do Prédio 4 da UniverCemig .....	107
Figura 68 - Modelo no Google SketchUp para a primeira simulação.....	107
Figura 69 - Modelagem para simulação do entorno do gerador do Prédio 4 .....	108
Figura 70 - Potência elétrica fornecida pelo gerador – Primeira simulação.....	108
Figura 71 - Modelo no <i>software SketchUp</i> para a segunda simulação.....	109
Figura 72 - Potência elétrica fornecida pelo gerador - Segunda simulação.....	110
Figura 73 - Comparativo Energias simuladas X Energia injetada na rede.....	112
Figura 74 - GFV do Prédio 4 da UniverCemig .....	113
Figura 75 - Módulo com sinais de degradação por umidade .....	114
Figura 76 - Imageamento termográfico de módulo com sinais de degradação .....	114
Figura 77 - Imageamento termográfico do GFV do Prédio 4 da UniverCemig.....	115
Figura 78 - GFV do Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG S. Gabriel	116
Figura 79 - Imagem com GFV da CEMIG S. Gabriel utilizada no <i>SketchUp</i> .....	116
Figura 80 - Comparativo Energia simulada X Energia injetada na rede .....	118
Figura 81 - Camada de poeira depositada sobre módulos do GFV .....	120
Figura 82 - Módulo com browning ainda em grau incipiente.....	120

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Questões de confiabilidade e durabilidade em sistemas fotovoltaicos.....	32
Tabela 2 - Modos de falhas e degradação em módulos fotovoltaicos.....	33
Tabela 3 - Resultados obtidos em ensaios tipo flash .....	105
Tabela 4 - Produção de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico – Primeira simulação.....	109
Tabela 5 - Produção de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico – Segunda simulação.....	110
Tabela 6 - Comparativo Energia Simuladas X Energia injetada na rede.....	111
Tabela 7 - Simulação energia produzida pelo gerador GFV.....	117
Tabela 8 - Comparativo Energia simulada X Energia injetada na rede .....	118

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABEE:	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABINE:	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT:	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM:	Air Mass (Massa de Ar)
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANOVA:	Analysis of Variance
AOI:	Angle of Incidence
ASTM:	American Society for Testing and Materials
BEN:	Balanco Energético Nacional
BIPV:	Building integrated Photovoltaic
Caltech:	California Institute of Technology
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG:	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL:	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF:	Cia. Hidrelétrica do São Francisco
COPEL:	Companhia Paranaense de Energia
DOE:	U.S. Department of Energy
DOU:	Diário Oficial da União
ELETROBRÁS:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA:	European Photovoltaic Industry Association
EVA:	Acetato Vinilo de Etileno
EUA:	Estados Unidos da América
FV:	Fotovoltaico
GD:	Geração Distribuída de Energia Elétrica
GFV:	Gerador Fotovoltaico
GIZ:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GREEN Solar:	Grupo de Estudos em Energia Solar
GREENPRO:	Programa para Utilização das Fontes de Energia Renováveis no Espaço Europeu.
IEA:	International Energy Agency
IEC:	International Electrotechnical Commission

IEI:	International Energy Initiative
INEE:	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IRENA:	International Renewable Energy Agency
JPL	Flat-Plate Solar Array Project
KFW:	kfw-entwicklungsbank
LabDER:	Laboratório de Recursos Distribuídos da Universidade Politécnica de Valência
LER:	Leilão de Energia de Reserva
LSF–IEE/USP:	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade São Paulo
MIGDI:	Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
ML:	Mercado Livre
MME:	Ministério de Minas e Energia
NASA:	National Aeronautics and Space Administration
NBR:	Norma Brasileira da Associação Brasileira de Normas Técnicas
Net-metering:	Net Energy Metering (NEM)
NIP:	Piranômetro de Incidência Normal
NIST:	National Institute of Standards and Technology
NOTC:	Nominal Operation Cell Temperature
NREL:	National Renewable Energy Laboratory
PROÁLCOOL:	Programa Nacional do Álcool
PRODEEM:	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PROINFA:	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PUC Minas:	Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais
SFCR:	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFV:	Sistema Fotovoltaico
SIGFI:	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SIN:	Sistema Interligado Nacional
STC:	Standard Test Conditions
UFPA:	Universidade Federal do Pará

UFSC: Universidade Federal de Santa Catarina  
UniverCemig: Universidade Corporativa da Cia. Energética de Minas Gerais  
UV: Ultravioleta

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>CI</b>	Coeficiente de corrente de circuito aberto [%]
<b>CP</b>	Coeficiente de máxima potência [%]
<b>CV</b>	Coeficiente de tensão de curto circuito [%]
<b>FC</b>	Fator de capacidade [%]
<b>FF</b>	Fator de forma [%]
<b>ER</b>	Energia gerada [kWh]
<b>G</b>	Irradiação solar global incidente no plano horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>0</sub></b>	Irradiação solar extraterrestre [W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>b</sub></b>	Irradiação solar direta [W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>d</sub></b>	Irradiação solar difusa [W/m <sup>2</sup> ]
<b>GT</b>	Irradiação solar global incidente no plano inclinado [W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>STC</sub></b>	Irradiação padrão de teste [W/m <sup>2</sup> ]
<b>HS</b>	Irradiância total no plano do gerador fotovoltaico [W/m <sup>2</sup> .d]
<b>I</b>	Corrente elétrica [A]
<b>I<sub>L</sub></b>	Corrente fotogerada [A]
<b>I<sub>MPP</sub></b>	Corrente no ponto de máxima potência [A]
<b>ISC</b>	Corrente de curto circuito [A]
<b>ISC<sub>STC</sub></b>	Corrente de curto circuito corrigida [A]
<b>K</b>	Constante de Boltzmann [eV/K]
<b>L</b>	Longitude [°]
<b>MPP</b>	Ponto de Máxima Potência [adimensional]
<b>P</b>	Potência elétrica [W]
<b>PCC</b>	Potência elétrica em corrente contínua [W]
<b>P<sub>MPP</sub></b>	Potência de ponto de máxima potência [W]
<b>PNG</b>	Potência fotovoltaica instalada [kWp]
<b>PR</b>	Índice de desempenho global (Performance Ratio) [%]
<b>R<sub>sh</sub></b>	Resistência em paralelo [Ω]
<b>R<sub>s</sub></b>	Resistência em série [Ω]
<b>T</b>	Temperatura [°C]
<b>T<sub>a</sub></b>	Temperatura ambiente [°C]
<b>T<sub>c</sub></b>	Temperatura do módulo [°C]
<b>V</b>	Tensão (Diferença de potencial) [V]

$V_{MPP}$	Tensão no ponto de máxima potência [V]
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto [V]
$V_{OCSTC}$	Tensão de circuito aberto corrigida [V]
$V_{STC}$	Tensão de circuito aberto [V]
$W_p$	Watt pico [W]
$Y_f$	Produtividade final [Wh/Wp]
$Y_r$	Produtividade de referência [h/d]

### Símbolos Gregos

$\gamma_s$	Altitude solar [°]
$\alpha$	Ângulo azimutal do plano do módulo fotovoltaico [°]
$\beta$	Ângulo de inclinação do plano do módulo fotovoltaico [°]
$\theta$	Ângulo de incidência da radiação direta [°]
$\phi$	Latitude [°]
$\eta_{deg}$	Perda por degradação [%]
$\eta_{temp}$	Perda por temperatura [%]
$\eta_s$	Perda por sujidade [%]



## SUMÁRIO

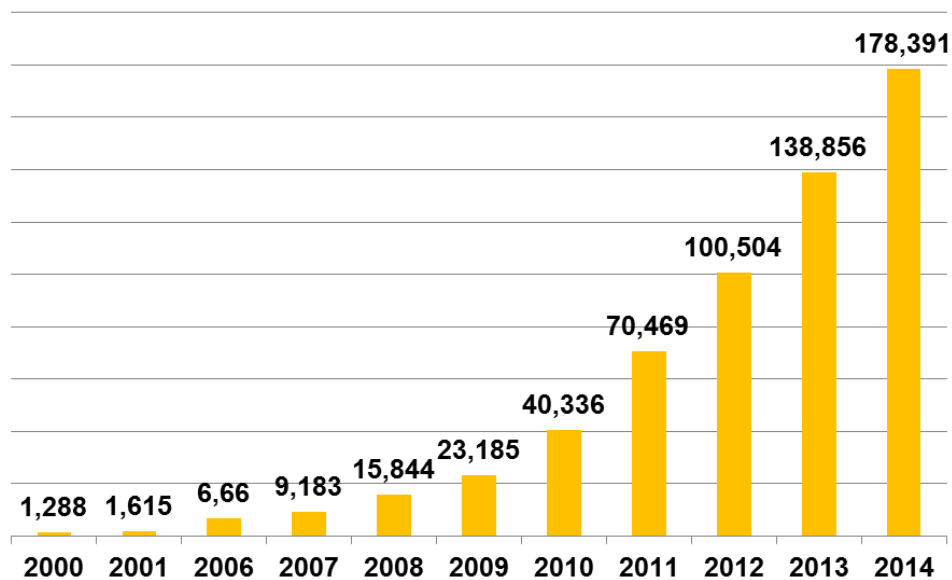
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>19</b>
1.1. Motivação .....	23
1.2. Objetivos .....	24
1.3. Descrição dos capítulos .....	24
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>26</b>
2.1. Módulo fotovoltaico .....	27
2.2. Causas, mecanismos e modos de degradação em módulos fotovoltaicos.....	30
2.3. Impacto da degradação devido às condições climáticas no desempenho elétrico e térmico.....	46
2.4. Desempenho do gerador fotovoltaico em função do ângulo de incidência da radiação e do seu posicionamento.....	49
<b>3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>59</b>
3.1. Radiação solar .....	59
3.2. Espectro da radiação solar.....	62
3.3. Efeito fotovoltaico .....	63
3.4. Parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico .....	65
3.5. Gerador fotovoltaico .....	72
3.6. Distância mínima entre fileiras de módulos em um gerador fotovoltaico...78	
<b>4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL.....</b>	<b>80</b>
4.1. Caracterização dos sistemas fotovoltaicos estudados .....	80
4.2. Implementação de uma metodologia para inspeção visual dos sistemas e módulos fotovoltaicos .....	83
4.3. Avaliação dos impactos da degradação através de ensaios e testes elétricos e térmicos dos módulos fotovoltaicos degradados.....	87
4.3.1. Softwares de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos .....	90
4.4. Estudo do impacto da degradação devido as condições climatológicas no desempenho elétrico e térmico.....	91
4.5. Influências do posicionamento do gerador fotovoltaico e do ângulo de Incidência na degradação dos módulos fotovoltaicos .....	94
<b>5. RESULTADOS.....</b>	<b>96</b>
5.1. Avaliação dos impactos da degradação em módulos fotovoltaicos selecionados nas inspeções visuais, através de testes elétricos e imageamento termográfico .....	96
5.2. Estudos de casos: influências do posicionamento, ângulo de incidência, sujidade e sombreamento no desempenho elétrico do GFV e na degradação de módulos fotovoltaicos .....	106
5.2.1. Simulações do GFV Prédio 4 da UniverCemig.....	106
5.2.2. Análise GFV do Prédio 4 da UniverCemig .....	111

<i>5.2.3. Simulações do GFV do Laboratório de Sementes da CEMIG São Gabriel ..</i>	<i>115</i>
<i>5.2.4. Análise GFV do Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG São Gabriel.....</i>	<i>117</i>
<b>6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>121</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>124</b>
<b>APÊNDICE A – Dados básicos de município onde os SFV foram instalados .</b>	<b>133</b>
<b>APÊNDICE B – Datasheet módulos fotovoltaicos ensaiados .....</b>	<b>135</b>
<b>APÊNDICE C – Resultados de ensaios realizados pelo fabricante .....</b>	<b>138</b>
<b>APÊNDICE D – Resultados de testes flash.....</b>	<b>139</b>
<b>APÊNDICE E – Trabalhos e artigos publicados .....</b>	<b>147</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos têm experimentado um enorme crescimento ao redor do mundo nos últimos anos. Segundo dados da *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2015), a capacidade instalada mundial chegou em 2014 a 178 GWp, apresentando um crescimento na ordem de 28,5% no período compreendido entre os anos de 2013 e 2014. A Figura 1 apresenta gráfico com a evolução da potência total instalada em SFV no mundo.

**Figura 1 - Evolução da potência total instalada de SFV no mundo, em GWp**

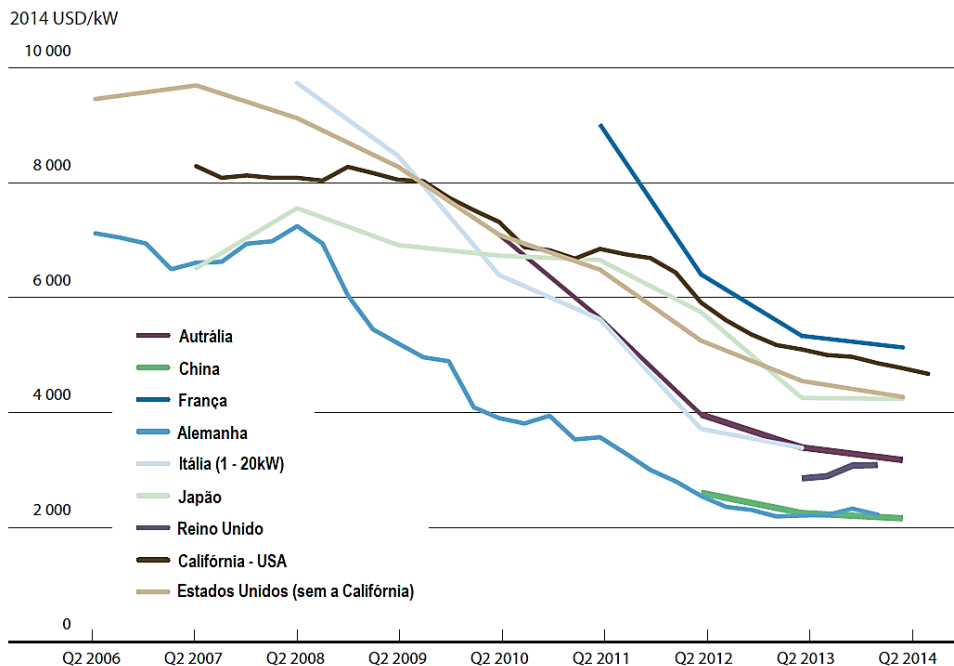


Fonte: Adaptado de EPIA, 2015 – 2019

Até o início deste século predominava em sua maioria os sistemas fotovoltaicos isolados das redes de distribuição de energia elétrica. Porém o grande crescimento do mercado deve-se aos sistemas fotovoltaicos conectados a rede que representam 95% deste mercado. Este aumento no crescimento de sistemas conectados a rede se deu muito devido à preocupação com a questão ambiental e a necessidade em atender a demanda crescente por energia elétrica. Desta forma incentivos com destaque para as tarifas *premium Feed-in* e *Net-metering* foram implementados fomentando a utilização de geração distribuída (GD) utilizando sistemas fotovoltaicos (SFV) conectados à rede de distribuição de energia em países como Alemanha, China, Espanha, EUA, Itália, Portugal entre outros. Ao incentivar o uso de sistemas fotovoltaicos, o preço dos equipamentos que compõem os sistemas fotovoltaicos, vem

sofrendo uma forte redução. A Figura 2 apresenta um gráfico com o custo médio total, em dólares americanos de sistemas solares fotovoltaicos instalados em residenciais em diversos países no período entre 2006 e 2014.

**Figura 2 - Custo médio total de SFV instalados em residenciais**



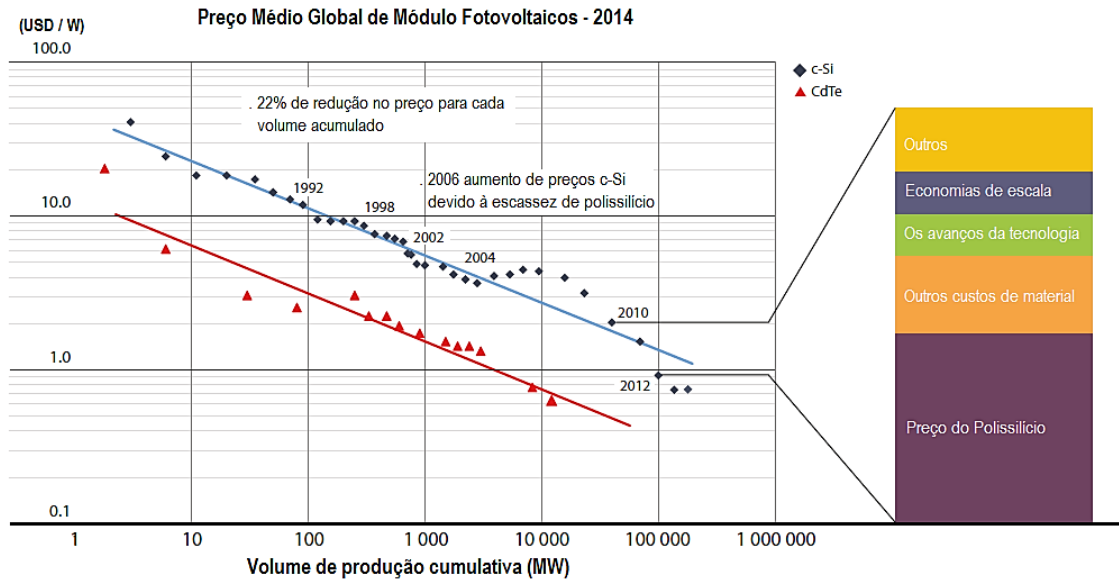
Fonte: Adaptado de IRENA (2015)

O mercado da energia solar fotovoltaica é dominado por módulos fotovoltaicos de Silício cristalino, que sofreram uma redução substancial de preço, conforme a capacidade instalada foi aumentando, sobretudo em função dos ganhos econômicos de escala, aos avanços da tecnologia e a redução de custos de materiais. A Figura 3 apresenta um gráfico com o histórico da evolução do preço médio global de módulos fotovoltaicos (IRENA. 2015).

Desde meados da década de noventa do século passado órgãos governamentais em parceria com agências e bancos internacionais de fomento como a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)*, o *U.S. Department of Energy (DOE)*, o *kfw-entwicklungsbank (KfW)*, laboratórios especializados como o *National Renewable Energy Laboratory (NREL - USA)*, fabricantes de equipamentos como *Kyocera Solar*, *Siemens*, *Solarex*, *Shell Solar*, universidades brasileiras como USP, UFSC, UFPA e PUC Minas, concessionárias de energia elétrica como ELETROBRÁS / CEPEL, CEMIG, COELCE, COPEL e CHESF dentre outras, iniciaram pesquisas visando a introdução de SFV como alternativa para o atendimento

à demanda de energia elétrica a localidades isoladas e distante das redes convencionais de distribuição de energia elétrica.

**Figura 3 - Evolução do preço médio de módulos fotovoltaicos**



Fonte: Adaptado de IRENA (2015)

Como desdobramento das ações promovidas pelos convênios com os diversos agentes, ocorreu a criação, em 1994, pelo Ministério de Minas e Energia (MME), do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), que passou a ser um dos principais mecanismos de incentivos à utilização da energia solar fotovoltaica para eletrificação rural de escolas, centros comunitários e bombeamento d'água em comunidades rurais remotas e sem acesso as redes convencionais de distribuição de energia elétrica das concessionárias. Entre os anos de 1998 e 2001, a CEMIG implantou o Programa Solar nas regiões Norte e Leste de Minas Gerais, visando a eletrificação de residências rurais.

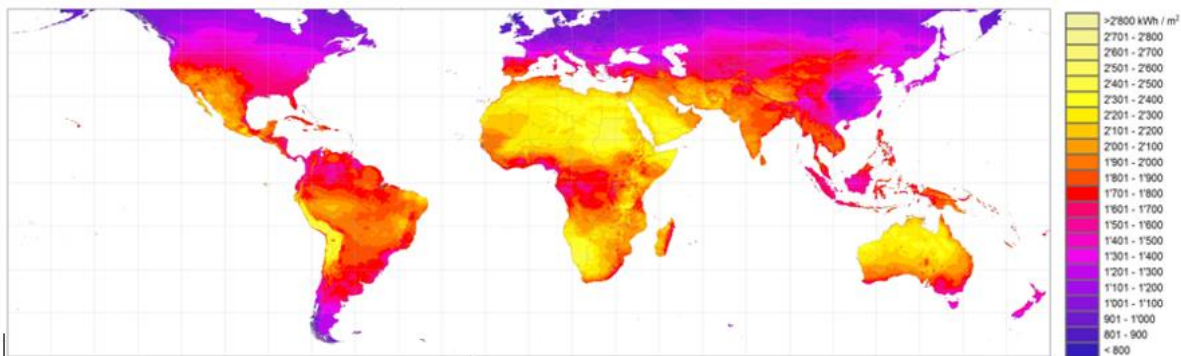
Em 2003, foi criado, pelo governo federal, o Programa Luz para Todos (LPT), no intuito de universalizar a distribuição de energia elétrica em todo o país, atendendo a demanda por energia elétrica em áreas remotas, objetivo este similar ao do Programa Luz Solar. Neste programa, foi implantado o Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI) que atende exclusivamente a único consumidor ou por Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) onde a energia elétrica é gerada por sistemas híbridos sendo acumulada para, posteriormente, ser distribuída ao conjunto de moradores locais,

através de uma pequena rede de distribuição

Concomitantemente, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 482/2012, posteriormente alterada pela Resolução Normativa nº 517/2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso às redes de distribuição de energia elétrica dos chamados micro e mini sistemas de GD. Foi também nesta mesma resolução que a ANEEL estabeleceu o sistema de compensação de energia elétrica conhecido como Net-metering. Esta importante iniciativa visa estimular o crescimento na demanda por GD conectada à rede elétrica no Brasil.

Segundo dados apurados, a irradiação solar global diária média anual, incidente no território brasileiro varia entre 1200 e 2700 kWh/m<sup>2</sup>, valor este maior do que em países onde a geração fotovoltaica já está consolidada. A Figura 4 apresenta mapa com a irradiação solar anual global na horizontal (GHI) disponível tendo como base o período entre 1991 e 2010. (METEONORM, 2015)

**Figura 4 - Energia solar - Irradiação Global Horizontal (GHI) 1991 – 2010**



**Fonte: Meteonorm (2015)**

Sob o ponto de vista da aplicabilidade de SFV conectados a rede elétrica, o Brasil é um país privilegiado, por: possuir maior incidência solar se comparado aos demais países que optaram pela inserção de SFV em suas matrizes energéticas; e por praticar tarifas de energia elétrica em patamares parecidos aos custos da GD.

Segundo Andrade (2013), a geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em 2012, foi de aproximadamente 3,5 MWh/ano, o que representou um crescimento de 53% em relação a 2011.

De acordo com a EPE (Release, 03/11/2014), o primeiro Leilão de Energia de Reserva (LER), exclusivo para empreendimentos fotovoltaicos no Brasil, realizado em outubro de 2014 foi considerado um grande sucesso ao contratar um total de 890 MW de capacidade instalada em energia fotovoltaica em 31 empreendimentos.

Ainda segundo EPE (Release, 28/08/2015), no leilão do primeiro LER de 2015, em realizado em 28 de agosto de 2015, foram contratados 232,9 MWp de energia, provenientes de 30 empreendimentos fotovoltaicos. Porém, diante da estiagem prolongada, comprometendo os níveis dos grandes reservatórios das principais hidroelétricas, o MME publicou, Portaria nº 070, de 16 de março de 2015, estabelecendo a realização de um segundo LER em 2015 que ocorreu em 13 de novembro de 2015. E segundo a EPE, este 2º LER 2015, contratou um total de 33 projetos de geração de energia solar fotovoltaica, com capacidade total instalada de 1.115 megawatts-pico e os empreendimentos entram em operação a partir de 1º de novembro de 2018, com prazo contratual de 20 anos de fornecimento.

### **1.1. Motivação**

Diferente de países da Europa, da Ásia, além dos EUA, que já consolidaram em suas matrizes energéticas a geração de energia elétrica, por meio de SFV sejam via GD ou pelas grandes instalações denominadas de “*parques solares*”, ou por “*utility-interactive PV systems*”, o Brasil, devido à peculiaridade de sua matriz energética, somente, a partir de 2012, optou pelo fomento e incentivo à inserção em sua matriz elétrica de sistemas para geração de energia elétrica empregando SFV conectados à rede elétrica, via unidades consumidoras ou mesmo diretamente no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Assim como ocorreu em outros países, no Brasil a geração de energia elétrica utilizando sistemas fotovoltaicos vem se tornando uma realidade e consolidando como um negócio promissor, demandando grandes investimentos financeiros e com grande potencial para fomentar o desenvolvimento de cadeias produtivas na indústria nacional, gerando empregos e riqueza.

Porém, faz-se necessário saber qual será o comportamento destes sistemas, com o passar dos anos, sobretudo devido a impacto na produção de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico em função da sujidade, sombreamento; posicionamento e sobretudo devido a degradação dos módulos fotovoltaicos.

## 1.2. Objetivos

Este trabalho teve como objetivo geral avaliar os impactos da degradação sobre o desempenho do GFV.

Os objetivos específicos foram:

- Estudar e identificar os modos, causas e mecanismos de degradação em módulos fotovoltaicos instalados no estado de Minas Gerais;
- Avaliar o impacto da degradação devido as condições climatológicas no desempenho elétrico e térmico;
- Correlacionar a influência do posicionamento do gerador fotovoltaico incluindo estudo do ângulo de Incidência (AOI) e a degradação dos módulos fotovoltaicos.

## 1.3. Descrição dos capítulos

No capítulo 2, foi abordada a revisão bibliográfica de estudos e pesquisas, que abrangem assuntos pertinentes aos modos de degradação de módulos fotovoltaicos de sistemas isolados e conectados à rede de distribuição, incluindo estudos referentes a perdas elétricas e térmicas de gerador fotovoltaico, além da identificação de fatores que influenciam nos parâmetros elétricos e térmicos.

O capítulo 3 compreendeu os modelos matemáticos que são necessários para prever o desempenho de geradores fotovoltaicos, focando na modelagem dos fatores que influenciam diretamente na eficiência do módulo fotovoltaico e nos parâmetros elétricos e térmicos do mesmo. Inicialmente, é apresentado o modelo matemático para previsão da radiação solar incidente. Em seguida, são sugeridas as equações para estimativa dos parâmetros elétricos e térmicos do gerador fotovoltaico, a definição da distância mínima entre fileiras de módulos fotovoltaicos e do ângulo de inclinação ideal para instalação dos módulos fotovoltaicos que compõem o gerador fotovoltaico.

No capítulo 4, foi apresentada a metodologia experimental do trabalho, indicando as considerações utilizadas na modelagem e simulação, o desenvolvimento e os dados de entrada, a caracterização dos sistemas fotovoltaicos estudados, aborda os ensaios e testes elétricos e térmicos dos módulos fotovoltaicos degradados, a avaliação do impacto da degradação devido às condições climatológicas no desempenho elétrico e térmico dos mesmos e aponta os principais modos de



degradação devido as condições climatológicas e as influências do posicionamento do gerador fotovoltaico e do ângulo de incidência na degradação dos módulos fotovoltaicos.

No capítulo 5, foram apresentados os resultados dos ensaios e testes obtidos nas amostras selecionados, e realizados os no GREEN Solar PUC Minas em Belo Horizonte e Laboratório de Sistemas Solar do IEE/USP em São Paulo. Nesse mesmo capítulo, são apresentados também dois estudos de casos abordando a influência do posicionamento do gerador fotovoltaico e do ângulo de incidência, na degradação dos módulos fotovoltaicos no gerador fotovoltaico do Prédio 4 da UniverCemig e no gerador fotovoltaico do Laboratório de Sementes CEMIG São Gabriel.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O sistema elétrico brasileiro é hidrotérmico, com geração centralizada e localizada distante dos centros de consumo, tendo como principal consequência o aumento das perdas na transmissão da energia gerada, elevando os custos para a produção de energia elétrica.

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 65,2% da oferta interna. As fontes renováveis representam 74,6% da oferta interna de eletricidade no Brasil. Em 2014, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 133.914 MW, acréscimo de 7.171 MW. A geração de energia elétrica no Brasil atingiu 590,5 TWh em 2014, sendo 3,4% superior ao gerado em 2013. Com destaque para a geração de energia elétrica de base hídrica, disponível nos reservatórios das usinas hidroelétricas. A geração de energia elétrica a partir de fontes não renováveis, representou um percentual de 26,9% do total nacional, contra 23,3% em 2013, (EPE, BEN - 2014).

Segundo Diniz e outros (2012), contrapondo essa realidade, a geração distribuída, que é caracterizada pela geração de energia elétrica potência instalada até 30 MWp, localizada próximo ao centro de carga e conectada ao sistema de distribuição, tem surgido como uma alternativa tecnicamente viável. Os sistemas de geração distribuída são uma opção real para a redução das perdas técnicas provenientes do transporte da energia gerada, devido à proximidade da geração ao ponto de consumo, além de postergar investimentos em expansão do sistema elétrico, e de possibilitar a diversificação da matriz elétrica.

A tecnologia fotovoltaica é uma das opções tecnicamente viáveis de geração distribuída. De acordo com a *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2015), os sistemas fotovoltaicos têm experimentado um enorme crescimento ao redor do mundo, nos últimos anos, e a capacidade instalada mundial atingiu 178 GWp em 2014, apresentando um crescimento na ordem de 28,5% em relação a 2013.

O gerador fotovoltaico é o principal componente de um sistema fotovoltaico. Ele é composto por um conjunto de módulos fotovoltaicos, formados por células solares e ligados em série e ou em paralelo. Existem três tipos básicos de sistemas fotovoltaicos, a saber: os isolados; os híbridos; e os conectados à rede elétrica. O sistema fotovoltaico isolado possui sistema de condicionamento e obrigatoriamente,

um sistema de armazenamento. Já os sistemas fotovoltaicos híbridos possuem duas fontes de geração de energia elétrica e sistema de armazenamento. Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica é composto por um gerador fotovoltaico e unidade de condicionamento de potência, composto principalmente por um inversor de corrente.

A utilização de sistemas de geração de energia elétrica, baseados na tecnologia fotovoltaica apresentam diversas vantagens como, flexibilidade, modularidade e disponibilidade do recurso solar, entre várias outras, no entanto existem diversas barreiras que dificultam a sua difusão em larga escala.

Segundo Diniz e outros (2012), a principal barreira é o fator de risco do sistema fotovoltaico não performar de forma satisfatória, ou seja: a não produção da energia contratada ou mesmo o gerador fotovoltaico apresentar falhas que, possam comprometer a produção de energia, antes do final da vida útil dos módulos. O fator de risco, afeta diretamente o retorno dos investimentos financeiros dos projetos.

Portanto, os módulos fotovoltaicos devem ser fabricados de forma a proporcionar maior confiabilidade, com maior o rendimento possível, devem ser capazes de operar em climas diversos, sujeitos a grandes variações de temperatura e de radiação solar e isto tudo com o menor preço possível, uma vez que, este é um componente de custo significativo, impactando diretamente nos custos da eletricidade produzida pelos sistemas fotovoltaicos.

## **2.1. Módulo fotovoltaico**

De acordo com a Norma Brasileira (NBR) 10899/88, célula solar ou fotovoltaica é um dispositivo elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica, sendo estas compostas por materiais semicondutores, constituindo como unidade básica de conversão da energia luminosa em eletricidade.

Existem vários tipos de células solares constituídas por diferentes materiais, porém a mais utilizada é a tecnologia em Silício cristalino, sobretudo por apresentar maior escala de produção a nível comercial, pela sua robustez e eficiência ( $\eta$ ). As células solares de Silício dominam 80% do mercado mundial e são produzidas a partir do Silício em grau solar, podendo ser dos tipos monocristalino (c-Si) ( $\eta \approx 20\%$ );

policristalino (p-Si) ( $\eta \approx 16\%$ ) e amorfo (a-Si) ( $\eta \approx 10\%$ ) o que lhes conferem percentuais diferenciados de rendimento.

Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células solares interligadas em série e paralelo, para obtenção dos parâmetros devidos. Após a interligação das células solares, é realizado o processo denominado “laminação” ou encapsulamento.

Segundo Santos Júnior (2008), o processo de encapsulamento de módulos fotovoltaicos consiste em um mecanismo físico para a proteção das células solares contra ações de umidade, radiação ultravioleta, esforços mecânicos leves e impactos. Para que haja a devida proteção das células solares, são utilizados resinas termoplásticas ou silicones com excelente transparência óptica, materiais denominados encapsulantes (EVA), cobertura frontal (vidros com baixo teor de ferro, resinas termoplásticas com excelente transparência óptica e resistência mecânica) e cobertura posterior (filmes poliméricos, chapas metálicas e vidros entre outros materiais). Estes materiais devem ter propriedades físicas e químicas estáveis, que não degradem com a ação da radiação ultravioleta, tendo boa estabilidade dimensional, baixo coeficiente de permeabilidade, fácil processamento, baixo custo e compatibilidade entre eles. Esse “sanduíche” é selado em vácuo, para retirada do ar e umidade.

Finalizando o processo de encapsulamento, o conjunto é aquecido para selar o conjunto e acoplar a caixa de junção, para interligação externa dos módulos fotovoltaicos. A Figura 5 apresenta de forma esquemática a estrutura e componentes de um módulo fotovoltaico com células em Silício cristalino.

De acordo com o Programa para Utilização das Fontes de Energia Renováveis no Espaço Europeu – GREENPRO (2004), os módulos fotovoltaicos constituídos com células de Silício mono ou policristalino possuem entre 36 e 72 células solares. A corrente elétrica produzida pelas células solares está diretamente relacionada à intensidade da radiação solar e pela área de incidência desta. A tensão fornecida por uma célula solar de Silício cristalino é de aproximadamente 0,5 V. Para se disponibilizar uma tensão superior a esta é necessária conectar várias células em série. Assim, quando o módulo é exposto à luz solar, ele gera energia elétrica em corrente contínua, com tensão máxima variando entre 15 e 20 V.

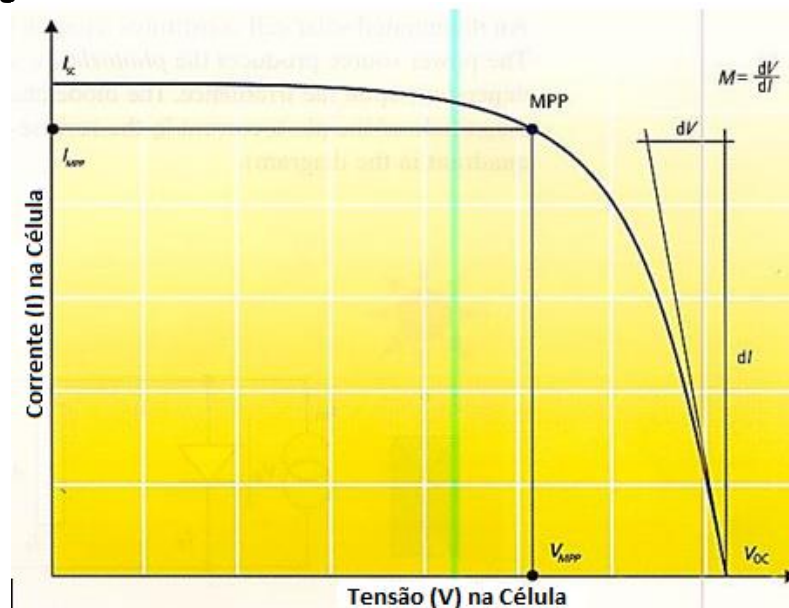
**Figura 5 - Módulo fotovoltaico com células solares de Silício cristalino**



Fonte: Adaptado de CEPEL / CRESESB (2014)

De acordo com Buhler e outros (2011), para avaliar os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, fabricantes e laboratórios responsáveis pela certificação dos mesmos, medem a curva corrente tensão (I-V) em condições padronizadas, (*Standard Test Conditions - STC*), que são: irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ ; espectro igual AM 1.5 e temperatura ambiente a  $25^\circ\text{C}$ . Portanto, para se avaliar os parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico, após a obtenção da curva I-V, em condições ambientais, os valores obtidos devem ser corrigidos para as condições padronizadas. A Figura 6 representa a sobreposição da curva I-V da célula solar, no escuro, adicionando a corrente fotogerada.

**Figura 6 - Curva característica de um módulo fotovoltaico**



Fonte: Adaptado de GREENPRO (2004)

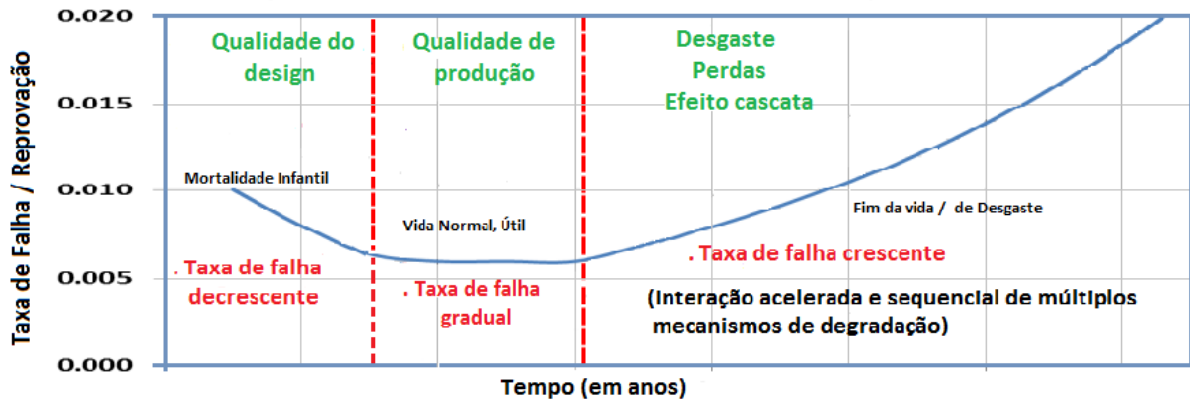
## 2.2. Causas, mecanismos e modos de degradação em módulos fotovoltaicos

De acordo com TamizhMani e Kuitche (2012), uma das principais barreiras para difusão da utilização em larga escala de sistemas fotovoltaicos e, conseqüentemente, de acesso a financiamento de projetos é o risco tecnológico que está diretamente relacionado às questões de durabilidade e a confiabilidade dos módulos fotovoltaicos. O tempo de vida deles é ditado principalmente pelas questões específicas de clima e projeto dos mesmos. O maior retorno sobre investimentos financeiros em sistemas fotovoltaicos pode ser obtido ao maximizar a produção de energia e minimizar o tempo de falha do mesmo. Assim, partindo de estudos elaborados por diversos pesquisadores, concluem que, em geral, as falhas de durabilidade podem ser definidas como perdas por degradação e as de confiabilidade como catastróficas.

Ainda segundo autores, as perdas de confiabilidade em módulos fotovoltaicos podem ser segregadas e generalizadas usando as parcelas hipotéticas. Para os mesmos, a taxa de falha em módulos fotovoltaicos é definida como a porcentagem de unidades de falha por unidade de tempo. Na Figura 7 pode-se observar o tempo de vida de um módulo fotovoltaico em três momentos distintos. Um primeiro onde se pode atribuir à qualidade do projeto, devido a ocorrências de falhas de fabricação, denominadas mortalidade infantil. O segundo momento, pode ser atribuído, à qualidade da produção, com a ocorrência de falhas “na vida útil”, devido ao desgaste natural, é marcada por uma taxa de falha gradual e constante. O terceiro e último momento é caracterizado por ocorrência envolvendo falhas de desgaste (de final de vida), sobretudo devido ao agravamento de questões de design e da qualidade de produção, há um aumento contínuo na taxa de falha, em função da interação de múltiplos mecanismos de degradação, acelerada pelas falhas catastróficas.

Assim, os autores concluem que, o tempo de vida dos módulos fotovoltaicos é normalmente ditado pelas taxas de degradação, em vez de taxas de falha. Constatam, também, que os vários tipos de falhas ocorridas ao longo do tempo podem ter um efeito acumulativo sobre as taxas de degradação, como exemplos, citam o impacto de células com microfissuras ou de díodos de *by-pass* danificados, que podem acelerar as taxas de degradação.

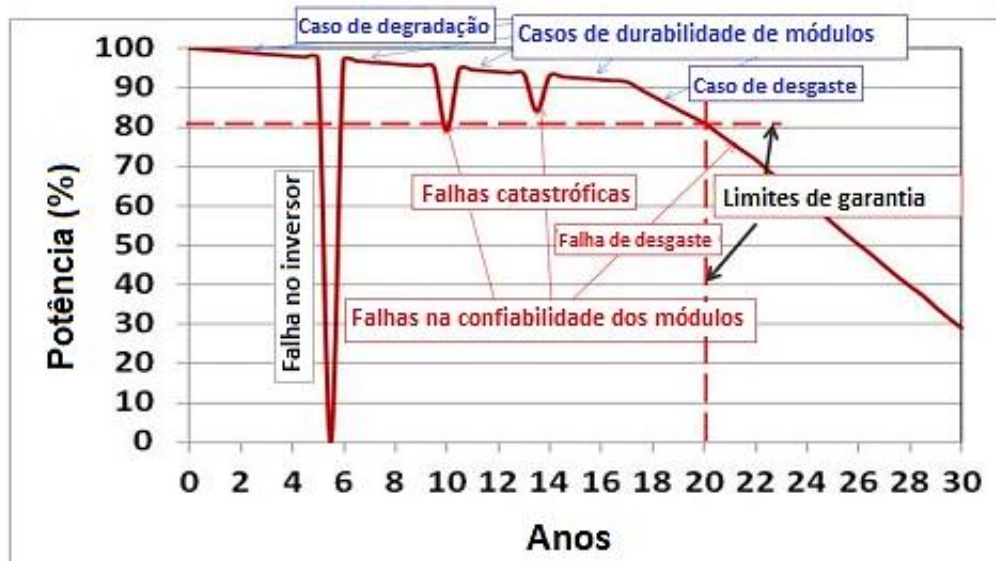
**Figura 7 - Taxa hipotética de falhas em sistemas fotovoltaicos em função do tempo**



Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012)

Ainda de acordo com TamizhMani e Kuitche (2012), as falhas catastróficas e perdas por degradações observadas em módulos em campo foram listadas e classificadas como falhas de confiabilidade e perdas de durabilidade, respectivamente. Desta forma, a produção de energia pode ser maximizada através da melhoria na durabilidade do sistema, minimizando as pequenas perdas que possam degradar o gerador fotovoltaico, e o tempo ocioso do sistema pode ser minimizado, melhorando a confiabilidade do mesmo reduzindo as falhas catastróficas. A Figura 8 apresenta numa representação hipotética a linha evolutiva de falhas de durabilidade ou degradação e as de confiabilidade ou catastróficas, em instalações fotovoltaicas.

**Figura 8 - Questões de confiabilidade e durabilidade em sistemas fotovoltaicos**



Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012)

Observa-se que uma falha catastrófica pode ser eliminada em um curto período de tempo resultando em um menor impacto na produção de energia e na vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Se comparadas, as perdas temporárias na produção de energia devido a falhas catastróficas são muito menores do que as perdas de produção de energia permanente devido a taxas de degradação de módulos fotovoltaicos.

Ainda segundo TamizhMani e Kuitche (2012), a perda de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede pode ser causada por vários fatores não relacionados com ocorrências de falhas nos módulos ou mesmo a fatores relacionados à degradação dos mesmos. Assim, para a determinação das taxas de degradação e incompatibilidade de módulos fotovoltaicos é importante isolar e remover as influências de todos os outros fatores que não estejam relacionados aos problemas de durabilidade dos módulos. Na Tabela 1, são apresentadas as principais falhas identificadas em sistemas fotovoltaicos, seu impacto na geração de energia e as respectivas causas e motivos pelas mesmas.

**Tabela 1 - Questões de confiabilidade e durabilidade em sistemas fotovoltaicos**

<b>Influência do Módulo e dos Fatores de Nivelamento do Sistema na Produção de Energia</b>		
<b>Fator</b>	<b>Impacto (%)</b>	<b>Motivo / Causa</b>
Orientação do módulo	-25,0 a 30,0	Instalação
Perdas de utilização do arranjo (MPPT)	-30,0 a -5,0	Inversor
Especificação de potência do módulo	-15,0 a 0,0	Desempenho (sobre-estimação)
Coefficientes de temperatura do módulo	-10,0 a -2,0	Desempenho
Degradação do módulo (ou arranjo) (% / ano)	-7,0 a -0,5	Durabilidade
$V_{mp}$ Módulo x Irradiância	-5,0 a 5,0	Desempenho
Sujidade do módulo (média anual)	-10 a 0,0	Local de instalação e ângulo de inclinação
Perdas óticas em função do ângulo de incidência	-5,0 a 0,0	Desempenho
Incompatibilidade entre módulos no arranjo	-5,0 a 0,0	Variação da Durabilidade
Variação solar espectral	-3,0 a 1,0	Desempenho

**Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012)**



A Tabela 2 apresenta um histórico de falhas e problemas identificados em módulos de Silício cristalino observados em campo com impacto direto na vida útil dos módulos fotovoltaicos.

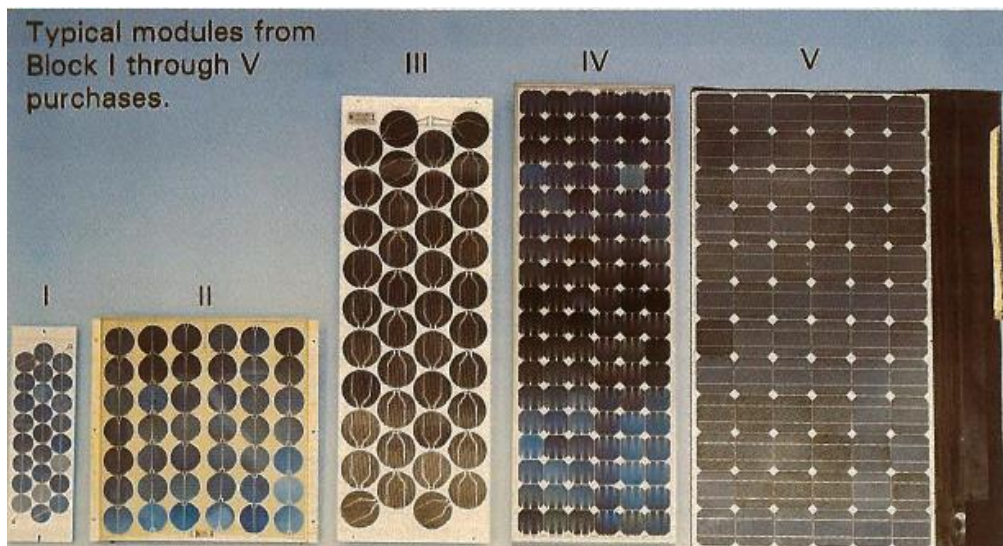
**Tabela 2 - Modos de falhas e degradação em módulos fotovoltaicos**

Modos de falhas e degradação em módulos fotovoltaicos	
Falhas	Degradação
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Interconexões quebradas:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- formação de arco elétrico;</li> <li>- queimaduras no encapsulante;</li> <li>- quebra do vidro;</li> <li>- perda de potência superior aos limites de garantia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Falha de conexão de solda:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- queimaduras no encapsulante;</li> <li>- quebra do vidro.</li> </ul> </li> <li>• <b>Corrosão severa:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- queimaduras no encapsulante;</li> <li>- perda de potência superior aos limites de garantia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Células trincadas:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pontos quentes;</li> <li>- perda de potência superior aos limites de garantia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Delaminação do encapsulante:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- perda de potência superior aos limites de garantia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Vidro quebrado:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- questão de segurança.</li> </ul> </li> <li>• <b>Pontos quentes:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- queimaduras no encapsulante;</li> <li>- questão de segurança;</li> <li>- perda de potência superior aos limites de garantia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Falhas no aterramento:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- questão de segurança.</li> <li>- perda de potência superior aos limites de garantia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Falhas na caixa de junção:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- arco elétrico;</li> <li>- aterramento.</li> </ul> </li> <li>• <b>Falhas em conectores:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- questão de segurança.</li> </ul> </li> <li>• <b>Falhas estruturais:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- questão de segurança.</li> </ul> </li> <li>• <b>Falhas no diodo By-pass:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- questão de segurança.</li> <li>- pontos quentes;</li> <li>- perda de potência superior aos limites de garantia devido à perda de cadeia.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Quebra de interconexões:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- degradação na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Má conexão:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- degradação na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Corrosão lenta:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- descoloração do encapsulante;</li> <li>- degradação no poder de metalização.</li> </ul> </li> <li>• <b>Quebra de células:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- degradação na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Descoloração do encapsulante:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- degradação na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Degradação eletroquímica do semicondutor e ou dos materiais metálicos:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- degradação na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Deformação no Backsheet:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- degradação na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Incompatibilidade entre módulos:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- degradação na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Solo compactado e com forte adesão de substrato:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- lenta acumulação de material particulado sobre os módulos;</li> <li>- permanente redução na produção de energia.</li> </ul> </li> <li>• <b>Solo com baixa compactação e adesão de substrato:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- acumulação cíclica de material particulado sobre os módulos, mas com baixa aderência devido aos regimes de chuvas e ventos;</li> <li>- reversível e não acumulativo;</li> <li>- temporária redução na produção de energia.</li> </ul> </li> </ul>

Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012)

Christensen (1985) analisou os mecanismos de degradação de módulos fotovoltaicos através do projeto denominado “*JPL - Flat-Plate Solar Array Project*”, numa parceria entre a *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), o *California Institute of Technology* (Caltech), financiada pelo Departamento de Energia Norte-americano (DOE). Foi observado neste estudo que os tipos de falhas em módulos fotovoltaicos são determinados pelas condições ambientais nos locais de instalação dos sistemas e pelo projeto do módulo. A Figura 9 apresenta linha evolutiva em projetos de módulos fotovoltaicos, no período 1975 -1985, incluindo a mudança nos componentes.

**Figura 9 - Linha evolutiva de módulos fotovoltaicos entre 1975 e 1985**



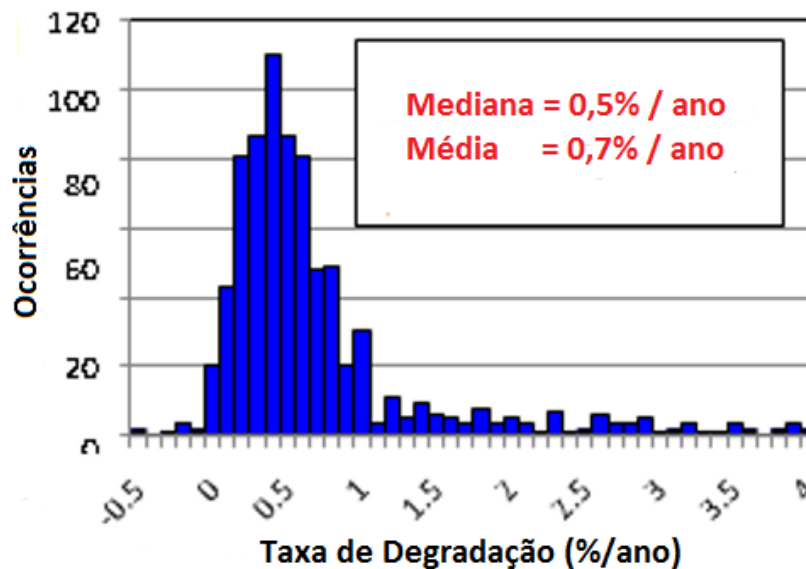
Fonte: Christensen (1985)

Para o autor, os principais modos de degradação observados em módulos fotovoltaicos, causando perda de desempenho no sistema foram basicamente de cinco tipos, a saber:

- Degradação de materiais de encapsulamento;
- Perda de aderência entre célula e o encapsulante ou entre vidro e o encapsulante;
- Corrosão das interconexões entre células devido ao “stress mecânico” causado pela expansão e contração térmica;
- Degradação causada pela penetração de umidade no módulo;
- Degradação da própria célula solar: rachaduras e corrosão.

Jordan (2011), afirmam que nos diversos estudos já realizados, informações de qualidade tem sido disponibilizada, de sobre as taxas de degradação de módulos fotovoltaicos, no que diz respeito as tecnologias, idade, fabricantes e locais de instalação. E baseado nestes estudos, os autores apresentam “*uma tentativa de resumo*” das taxas de degradação relatadas é mostrado na Figura 10.

**Figura 10 - Percentual e frequência de degradação em módulos fotovoltaicos**



Fonte: Adaptado de Jordan (2011)

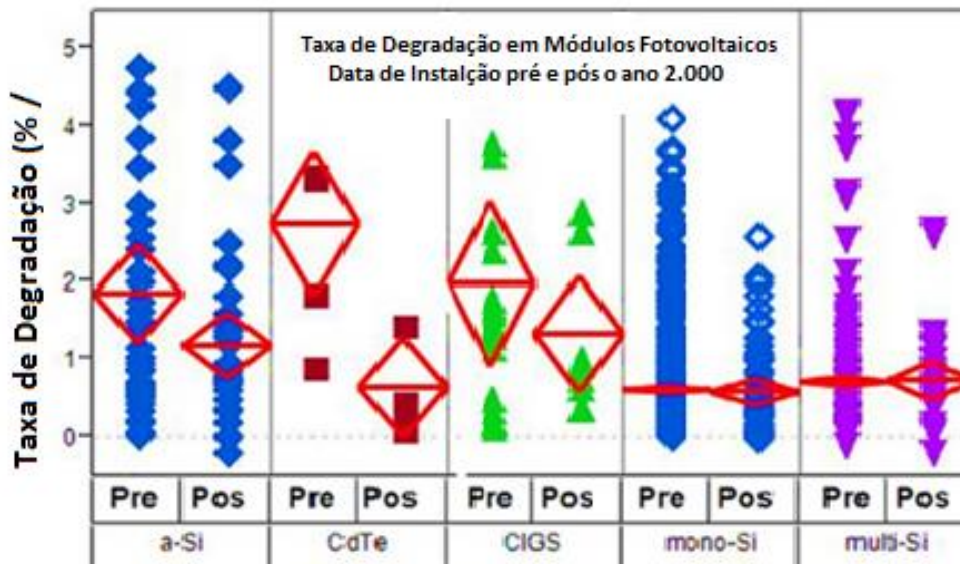
Fatores como a tecnologia dos módulos, o local de instalação e o tempo de operação, têm influências distintas e diretas sobre a determinação da taxa de degradação, no entanto, é importante observar que a taxa de degradação mais comum é inferior a 1% / ano, (JORDAM, 2011).

Diante das constatações, os autores propuseram a determinar as taxas de degradação a partir de dados contínuos, obtidos através do sistema monitoramento de sistemas fotovoltaicos existentes no *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), instituição onde os mesmos são pesquisadores, na cidade de Golden, no Colorado (US). Mais de quarenta módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias, de mais de 10 fabricantes, foram avaliados e os dados referentes às suas estabilidades a longo prazo em operação em campo foram comparados. Alguns dos módulos avaliados foram instalados em 1993. Os módulos foram separados pela data de instalação como pré ano 2000 e pós ano 2000.

Os dados apurados foram analisados estatisticamente, sendo efetuada uma

análise de variância (ANOVA), que possibilitou particionar a variação geral observada das taxas de degradação, nos seus componentes, em função das variáveis como: a tecnologia, fabricante e data de instalação do módulo. Figura 11 são apresentadas as taxas de degradação de módulos fotovoltaicos fabricados antes e após o ano 2.000.

**Figura 11 - Degradação de módulos fotovoltaicos pré e pós o ano 2.000**



Fonte: Adaptado de Jordan e Kurtz (2012)

Os autores concluem que os fatores mais contribuíram para a taxa de degradação é a data da instalação do módulo, seguido pelas tecnologias. Parece que CdTe, CIGS e poli-Si módulos produzidos após o ano 2.000 apresentam maior estabilidade em relação a modelos mais antigos. Este fato pode estar diretamente relacionado a melhoria de projeto (design, materiais, equipamentos, processos) dos módulos fotovoltaicos.

De acordo com Carvalho (2007), as células solares devem ser preservadas de ações agressivas do ambiente, e o meio de protegê-las é elas serem devidamente encapsuladas e para tanto, o material encapsulante deve possuir determinadas propriedades como: ter a alta resistência mecânica, baixa permeabilidade, significativa resistência e inércia química, nenhum odor ou toxicidade e proporcionar alta transmissividade da luz, mas dentre todos as propriedades do material encapsulante a que mais se destaca é possuir alta resistência à degradação física pela ação da radiação ultravioleta, pois embora a parte correspondente à radiação ultravioleta no espectro eletromagnético seja estreita (de 200 a 380nm), a luz emitida nessa região tem maior energia do que a luz emitida na região do visível (de 380nm a 780nm), uma

vez que a intensidade de energia é inversamente proporcional ao comprimento de onda. A absorção dessa radiação resultará numa maior degradação do polímero encapsulante da célula solar.

Assim, o aprimoramento das propriedades mecânicas dos polímeros é importante para permitir que ele suporte o excesso da carga, forneça resistência à fluência, ao impacto, à carga do vento e às variações de temperaturas. Um aumento de temperatura resultará em uma diminuição na rigidez, conduzindo à distorção ou à fluência em um polímero sob uma carga aplicada.

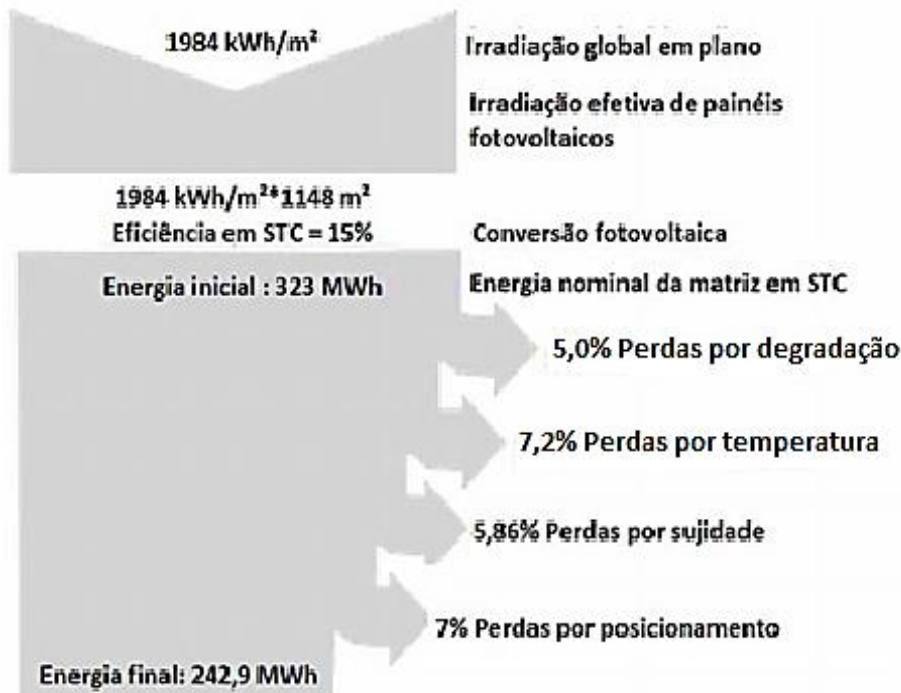
Ainda segundo Carvalho (2007), as propriedades ópticas da maioria dos polímeros não são influenciadas por mudanças na temperatura ou na aplicação de tensões, entretanto, se os fatores ambientais puderem causar uma cristalização no polímero, pode haver uma diminuição dramática na transparência do mesmo, impactando de forma negativa em sua capacidade de transmitância e reduzindo a produção de energia da célula solar.

Martín e Ruiz (2004) estudaram as perdas anuais em função dos ângulos de reflexão da radiação incidente em módulos fotovoltaicos. Eles concluíram que estas perdas, em função da posição e do ângulo de inclinação de módulos em um gerador fotovoltaico, podem chegar a até 7% na produção de energia do mesmo. A Figura 12 apresenta um exemplo das perdas estimadas em um gerador fotovoltaico em função da sujidade, temperatura de operação, ângulo de incidência da radiação e a degradação por envelhecimento.

Munoz e outros (2011) em função da rápida expansão dos sistemas fotovoltaicos e de demandas crescentes por parte de fabricantes de equipamentos para sistemas fotovoltaicos, proprietários de plantas fotovoltaicas e de agentes financiadores interessados por análises técnicas de módulos fotovoltaicos em respostas a uma possível degradação precoce destes, realizaram avaliações em diversas plantas fotovoltaicas localizadas na Espanha. Avaliações estas baseadas em inspeções visuais, medições em campo de características elétricas (tensão e corrente), avaliações térmicas por imageamento (IR) e em alguns casos, de medições de curva I-V, além do comportamento térmico de módulos selecionados em laboratórios. A técnica de eletroluminescência também foi utilizada para a detecção de defeitos de fabricação ocultos, que somente são detectados em condições normais de operação e raramente detectados quando dos ensaios de confiabilidade, conforme estabelecidos pelas normas 61215 e 61646 da *International Electrotechnical*

Commission (IEC), isto devido às diferentes condições operacionais do módulo em ensaios laboratoriais e em operação em campo, tais como: ligações de séries paralelas de módulos fotovoltaicos; influência do inversor de energia; sobretensão em condutores, entre outras.

**Figura 12 - Percentuais de perdas em geradores fotovoltaicos**



Fonte: Adaptado de Kymakis e outros (2009) e Martín e Ruiz (2004)

Ainda segundo Munoz e outros (2011), as inspeções visuais realizadas tiveram como objetivos, detectar modos de degradação e defeitos nem módulos fotovoltaicos, tais como:

- **Amarelamento (*Yellowing e Browning*)** - consiste em um modo de degradação do material encapsulante entre o vidro frontal do módulo fotovoltaico e as células solares. É uma mudança na cor no material encapsulante do branco ao amarelo e, por vezes, em seguida, de amarelo para marrom. Esta mudança provoca redução na transmissividade da radiação incidente sobre o vidro frontal, que atinge as células solares e, portanto, provocando uma diminuição na potência de saída do módulo fotovoltaico. A principal causa deste defeito no encapsulante (filmes de copolímero de etileno) é a sua exposição à radiação ultravioleta e a umidade, que combinados com

temperaturas elevadas (acima de 50°C), causam uma mudança na estrutura química do polímero. A Figura 13 apresenta um módulo fotovoltaico com as células solares comprometidas por *browning*.

**Figura 13 - Módulo fotovoltaico comprometido pelo *browning***



Fonte: Secondsol (2015)

- **Delaminação** – degradação que consiste na perda de aderência entre as diferentes camadas do módulo fotovoltaico e é mais comum em climas quentes e úmidos. Ela pode ocorrer entre o vidro frontal do módulo e o encapsulante ou entre o encapsulante e as células solares. A delaminação pode interferir na reflexão da luz no interior do módulo aumentando a perda de transmitância, ou possibilitar a penetração de água no interior da estrutura do módulo se ocorrer nas extremidades do mesmo. Quando a umidade penetra no interior do módulo, diferentes reações químicas ocorrem causando a degradação do encapsulante e a oxidação de metais envolvidos na grade metálica de absorção da corrente fotogerada pela célula solar e na estrutura suporte do módulo. Além das perdas de energia no módulo, ainda poderá expor a instalação aos riscos elétricos. A Figura 14 apresenta um exemplo de como uma delaminação extrema pode destruir um módulo fotovoltaico.

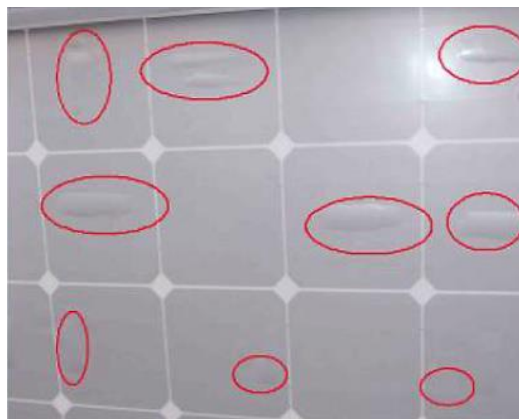
**Figura 14 - Módulo fotovoltaico danificado devido à delaminação**



Fonte: Munoz e outros (2011)

- **Bolhas** - este modo de degradação é muito semelhante à delaminação, mas neste caso, a falta de aderência da EVA afeta apenas uma pequena área onde a adesão do encapsulante foi perdida devido a uma reação química onde alguns gases são libertados no interior do módulo fotovoltaico. Quando isso ocorre na parte posterior do módulo, um volume aparece no substrato ou *backsheet*, o que por sua vez acabam por comprometer a dissipação de calor das células solares contribuindo para o sobreaquecimento das mesmas e, conseqüentemente, reduzindo a vida útil do módulo. As bolhas aparecem geralmente na área central da célula, devido a uma falha na aderência do encapsulante causada pela elevação da temperatura. Elas também podem ocorrer na parte frontal dos módulos fotovoltaicos, entre o vidro e as células, mas este tipo de defeito não é muito comum de ser observado. Na Figura 15 pode-se observar a parte posterior de um módulo que contém um elevado número de bolhas em seu backsheet.

**Figura 15 - Módulo fotovoltaico com bolhas no backsheet**

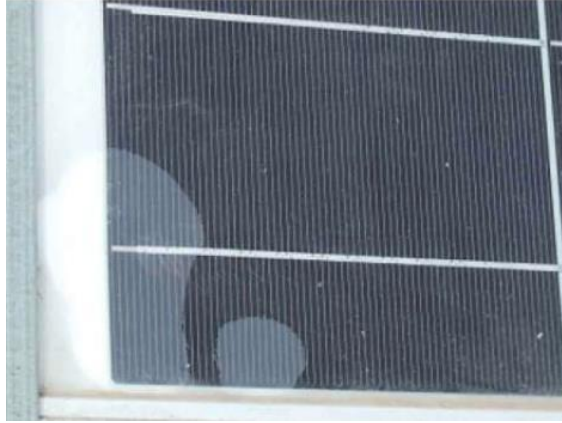


Fonte: Munoz e outros (2011)



Na Figura 16 pode-se observar um módulo que contém bolhas em sua parte frontal.

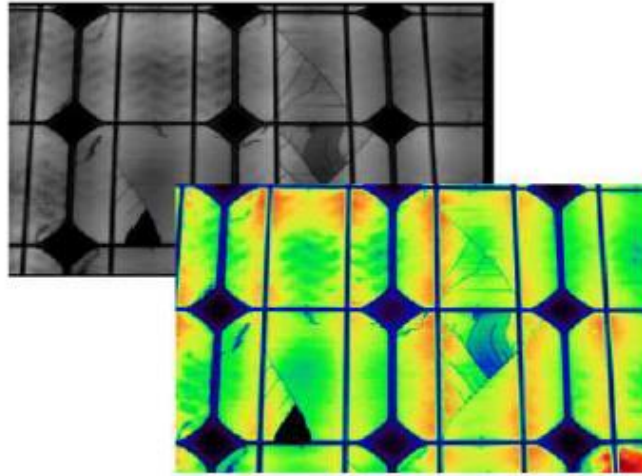
**Figura 16 - Módulo fotovoltaico com bolhas em sua parte frontal**



Fonte: Munoz e outros (2011)

- **Microfissuras nas células (*Micro Crack*)** - no intuito de poupar Silício e reduzir os custos de fabricação de células solares, a espessura e área das células sofreram uma forte variação nos últimos anos. A espessura das células solares diminuiu de 300  $\mu\text{m}$  para menos de 200  $\mu\text{m}$  e ao mesmo tempo, a área destas aumentou para 210 mm x 210 mm. Estas mudanças tornaram as células solares mais frágeis e suscetíveis a fraturas durante a sua manipulação, armazenamento e laminação dos módulos. Assim essa fragilidade acaba por contribuir para o surgimento de microfissuras que podem afetar as células, produzindo uma perda de consistência, possibilitando o surgimento de um caminho possível para a fuga da corrente foto gerada ou ainda deixar uma parte da célula bloqueada transformando-se em um ponto quente e assim comprometer a geração de energia elétrica ou mesmo a perda do módulo fotovoltaico. A Figura 17 apresenta células solares de Silício cristalino onde se pode observar a presença de microfissuras identificadas após análise executada através do emprego da técnica de eletroluminescência (EL).

**Figura 17 - Presença de microfissuras em células solares**



Fonte: Munoz e Outros (2011)

- **Defeitos no revestimento antirreflexo (AR)** - além da texturização da superfície das células solares, o desempenho dessas pode ser melhorado pela sobreposição de uma camada de revestimento antirreflexo a fim de elevar ao máximo a absorção da luz que atinge a área ativa da célula solar. Os materiais utilizados como revestimento antirreflexo é o dióxido de Silício e o nitreto de Silício. A espessura da camada antirreflexo é definida de modo a evitar ao máximo a fuga de parcela de radiação solar incidente. Durante a vida útil de um módulo fotovoltaico, a camada antirreflexo estará exposta à radiação solar incidente e ao ultravioleta, o que pode induzir a uma mudança em sua coloração. No entanto, esta mudança de cor não deve causar um decréscimo no comprimento de onda da radiação absorvida pela célula solar. Um seguimento de módulos afetados pela descoloração da camada antirreflexo poderá levar a outro defeito mais grave ainda, relacionado com sua oxidação que poderá ser acelerada se a *string* estiver sujeita a uma tensão aplicada de 600 V ou superior. A oxidação do AR poderá também causar a perda de adesão entre as células e o encapsulante. Na Figura 18 pode-se observar um módulo fotovoltaico em que algumas de suas células solares, apresentam alterações em sua coloração devido a degradação da camada antirreflexo das mesmas.

**Figura 18 - Alterações na coloração da camada AR em células solares**

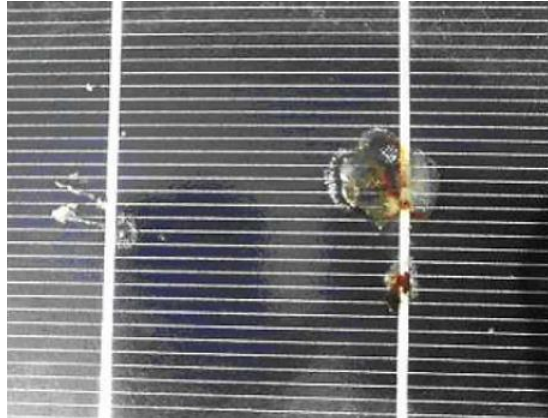


**Fonte: Munoz e Outros (2011)**

- **Pontos quentes - (*Hot spot*)** - é definido como sendo uma área de um módulo fotovoltaico, com temperatura muito elevada que poderá vir a danificar a célula solar ou qualquer outro dos elementos que compõem o módulo fotovoltaico. A causa para o surgimento de pontos quentes pode estar relacionada a uma variedade de deficiências das células solares como incompatibilidade, falhas ou erros na interligação entre células ou o sombreamento destas caso o módulo não esteja devidamente protegido. Para evitar o sobreaquecimento da célula e consequentemente os pontos quentes, diodos de derivação (*by-pass*) são instalados nas caixas de ligação dos módulos, limitando assim a tensão inversa e também o aumento da temperatura que pode alcançar uma célula sombreada. No entanto, se a distribuição dos diodos de *by-pass* não for apropriada ou se esse estiver danificado, o sombreamento poderá provocar na célula ou mesmo no módulo um superaquecimento. Além disso, se uma célula gera uma corrente menor do que as demais células do módulo, esta célula irá se comportar como um ponto quente e desta forma esta célula passará a operar com uma temperatura mais elevada do que as demais células do módulo. O ponto quente poderá causar danos irreparáveis à célula solar ou ao encapsulante em curto período de tempo de operação. Para detectar um ponto quente em módulos fotovoltaicos, uma análise térmica deverá ser realizada através do uso da técnica da termografia. A Figura 19 apresenta uma célula

solar de Silício cristalino onde se pode observar a presença de pontos quentes.

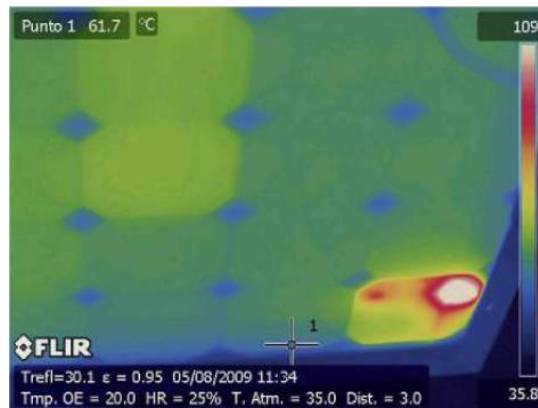
**Figura 19 - Célula solar com a presença de pontos quentes**



Fonte: Munoz e Outros (2011)

A Figura 20 apresenta a imagem de módulo fotovoltaico onde se pode observar a presença de pontos quentes identificados após análise executada através do emprego da técnica de termografia.

**Figura 20 - Imageamento termográfico de um módulo com ponto quente**



Fonte: Munoz e Outros (2011)

- **Desprendimento da moldura de enquadramento do módulo** - o desprendimento do quadro ocorre quando a armação metálica se desloca geralmente devido a uma falha do adesivo selante, na fixação desta estrutura ao demais componentes do módulo fotovoltaico (vidro frontal, células, encapsulantes). O desprendimento do quadro poderá ocorrer devido a uma falha de instalação ou mesmo pelo acúmulo de gelo sobre o mesmo. Quando ocorre um desprendimento do quadro, poderá entrar água no interior do módulo

e problemas tais como risco elétrico e corrosão podem surgir. Na Figura 21 observa-se módulo fotovoltaico onde ocorreu um desprendimento do quadro de fixação dos demais elementos que compõem um módulo.

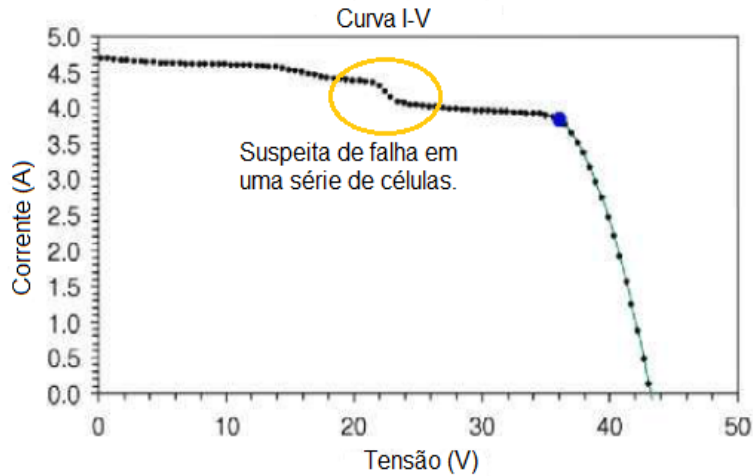
**Figura 21 - Desprendimento em estrutura de enquadramento do módulo**



Fonte: Munoz e Outros (2011)

- **Perda de potência superior ao nível garantido** - de acordo com a norma EN 50380 (Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica, 2003), a potência nominal de módulos fotovoltaicos e demais características elétricas devem constar no rótulo de cada módulo. A potência nominal informada deve ter sido obtida em condições de teste padrão (*STC*). Geralmente, todos os fabricantes de módulos garantem a potência nominal fornecida pelo módulo por um determinado tempo, saber: 90% da potência nominal, durante 10-15 anos; 80% da potência nominal durante 20-25 anos. No entanto, em alguns casos, constatam-se perdas de energia superiores aos valores estabelecidos pelos fabricantes e mesmo uma degradação significativa poderá ser observada já nas primeiras semanas de operação do gerador fotovoltaico. Identificado tal problema, medições elétricas deverão ser feitas nas strings onde se constatou redução da geração de energia elétrica. Uma vez identificada a *string* que apresentou o problema, deverá ser verificada a curva I-V de cada um dos módulos fotovoltaicos que compõem a mesma. Uma vez identificado o módulo defeituoso, este deverá ser substituído. Na Figura 22 pode-se observar a curva de um módulo com suspeita de estar defeituoso.

**Figura 22 - Curva I-V de um módulo com suspeita de estar danificado**

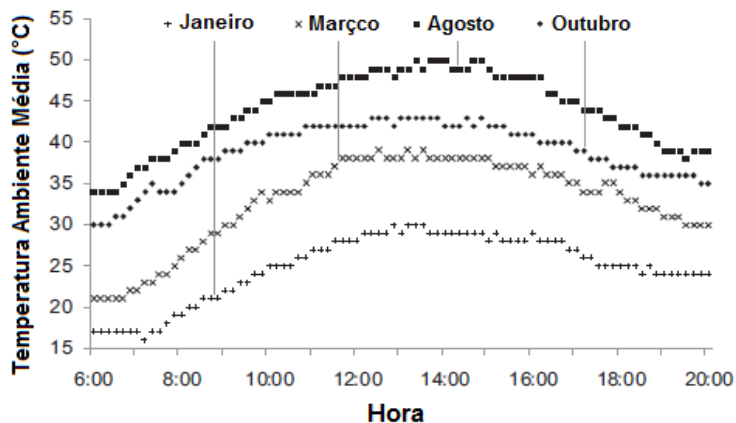


Fonte: Adaptado de Munoz e Outros (2011)

### 2.3. Impacto da degradação devido às condições climáticas no desempenho elétrico e térmico

Al-Sabounchi e outros (2012), avaliaram o desempenho de um sistema solar fotovoltaico com potência nominal de 36 kWp, instalado em área industrial e conectado à rede de distribuição elétrica na cidade de *Abu Dhabi*. O sistema foi monitorado de acordo com as condições de tempo real, onde se avaliou a produção de energia, a eficiência de conversão, a consistência de tensão e da frequência, em função da temperatura ambiente. Na Figura 23 observa-se um comparativo entre as curvas em posto horário da temperatura ambiente ao longo do ano de 2010 resultado de monitoramento realizado pelos autores em *Abu Dhabi*.

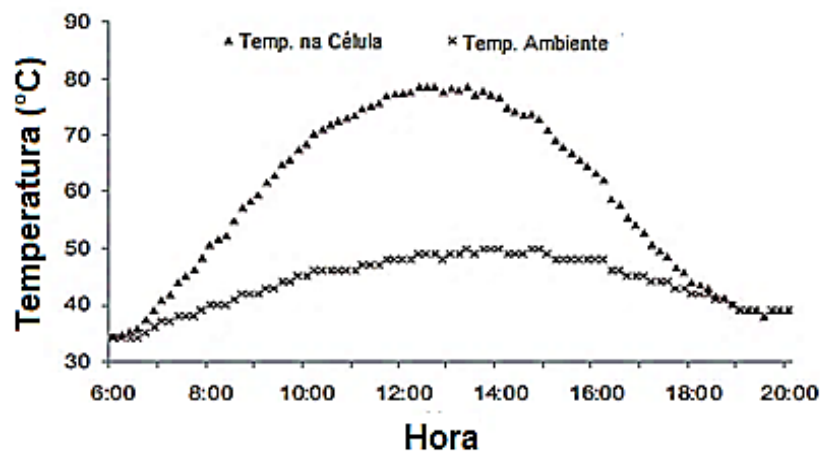
**Figura 23 - Temperaturas ambiente média diária em Abu Dhabi no ano de 2010**



Fonte: Adaptado de Al-Sabounchi e outros (2012)

Passados mais de um ano, sob monitoramento, o sistema mostrou desempenho satisfatório e promissor em termos de eficiência e na produção de energia. Os inversores entregaram ao sistema elétrico local, tensão e frequência consistentes com elevados níveis de eficiência de conversão em diferentes condições climáticas. Na Figura 24 pode-se observar um comparativo entre as curvas em posto horário da temperatura ambiente e nos módulos fotovoltaicos no sistema em estudo.

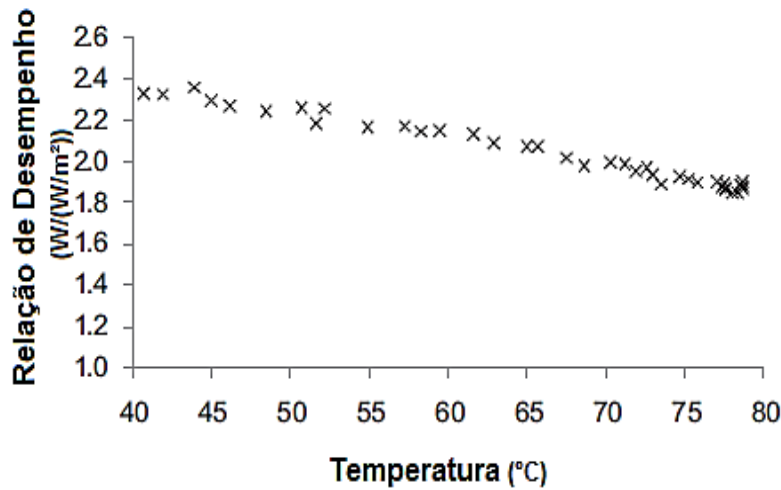
**Figura 24 - Curvas comparativas entre temperaturas: ambiente X nas células**



Fonte: Adaptado de Al-Sabounchi e outros (2012)

Os autores, no intuito de avaliarem o real impacto da irradiância solar e da temperatura ambiente sobre o desempenho do gerador fotovoltaico, em função da variação da temperatura ambiente e nas células solares dos módulos fotovoltaicos, realizaram simulações matemáticas a partir de dados coletados junto ao sistema em estudo, durante o mês de agosto de 2010. Os resultados obtidos, mostram que em função do aumento da temperatura na célula solar (de 39°C para 78°C), ocorre uma redução no desempenho do gerador fotovoltaicos de 21%. Isso reforça que não somente a irradiância, mas também a temperatura ambiente, tem forte impacto sobre a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. Na Figura 25 é apresentada o impacto no desempenho do gerador fotovoltaico em função do aumento das temperaturas ambiente e nos módulos fotovoltaicos no sistema avaliado pelos autores em *Abu Dhabi*.

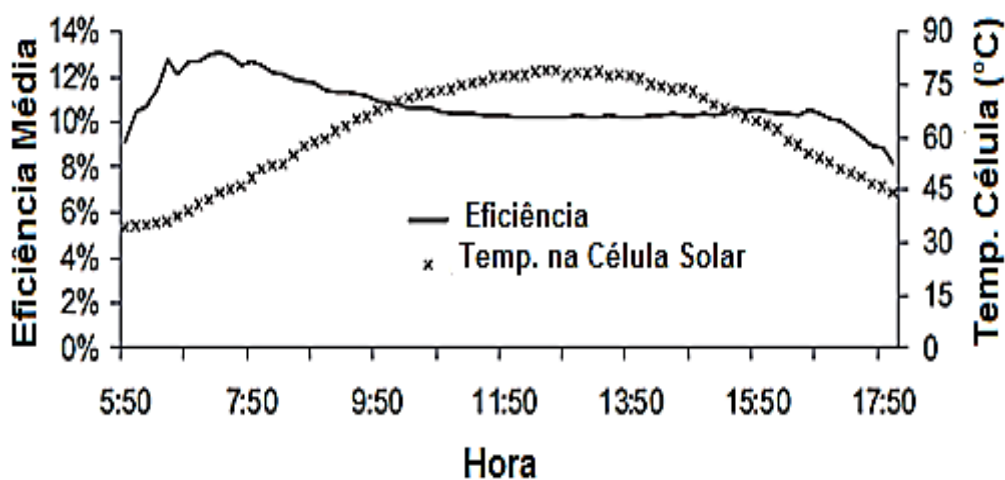
**Figura 25 - Curva relativa ao desempenho do gerador fotovoltaico**



Fonte: Adaptado de Al-Sabounchi e outros (2012)

Desta forma, uma vez evidenciado que o aumento na temperatura ambiente afeta de forma negativa a eficiência do módulo fotovoltaico e que a temperatura das células solares pode chegar a 80°C no verão em *Abu Dhabi*, os autores, através da aplicação da Eq. (15) concluem que a eficiência real dos módulos fotovoltaicos de Silício cristalino varia entre 8% e 13% durante os períodos mais quentes ao longo do ano em *Abu Dhabi*. A Figura 26 apresenta o resultado de simulações realizadas pelos autores para avaliação do impacto na eficiência de conversão dos módulos fotovoltaicos em função do aumento da temperatura ambiente em *Abu Dhabi*.

**Figura 26 - Curvas comparativas: temperatura X eficiência dos módulos**



Fonte: Adaptado de Al-Sabounchi e outros (2012)



A avaliação demonstrou uma operação consistente do sistema com uma eficiência de conversão moderada, mesmo com a temperatura ambiente elevada no local.

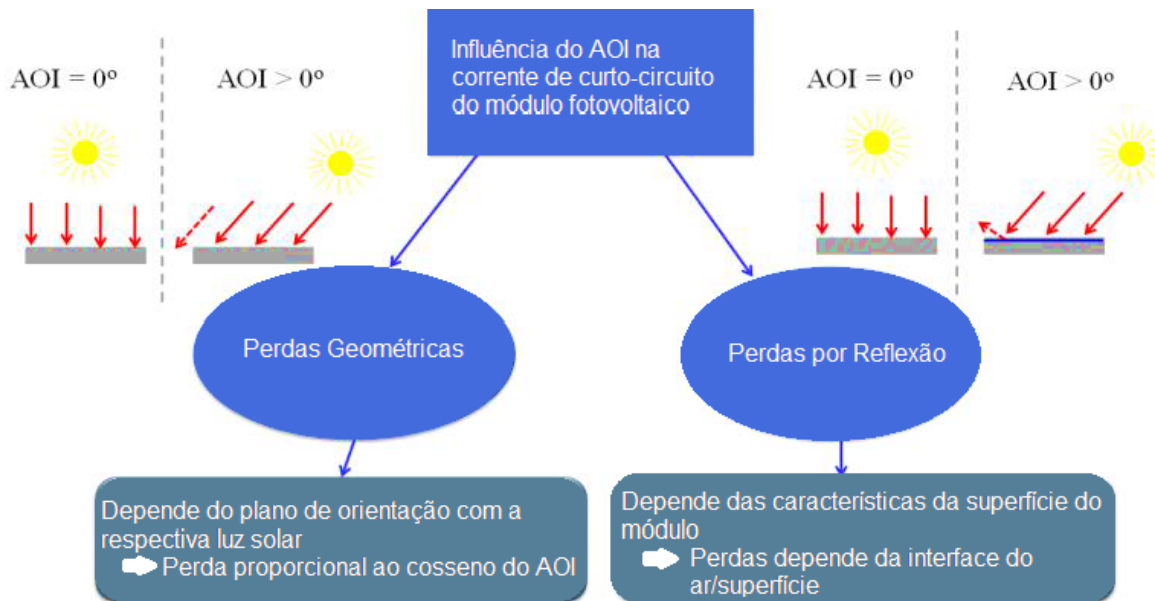
Al-Sabounchi e outros (2012), além de avaliar o impacto da temperatura ambiente no desempenho dos módulos fotovoltaicos, também avaliaram o impacto da grande quantidade de partículas de poeira em suspensão no ar em *Abu Dhabi* e o potencial do acúmulo deste material, sobre os módulos fotovoltaicos e a consequente redução na produção de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico.

#### **2.4. Desempenho do gerador fotovoltaico em função do ângulo de incidência da radiação e do seu posicionamento**

Com o aumento da utilização de sistemas fotovoltaicos com destaque para os conectados à rede em diversos países, vários são os pesquisadores que estão estudando o desempenho destes sistemas, visando melhorias ou mesmo a identificação dos fatores que influenciam na geração de energia elétrica por geradores fotovoltaicos.

Knisely (2013), que realizou estudo objetivando validar a metodologia e os modelos matemáticos estabelecidos pela norma IEC 61853-2, que é utilizada para a medição de ângulos de incidência e seus efeitos sobre os módulos fotovoltaicos, constatou que a quantidade de radiação solar incidente que atinge as células solares é estabelecida pelas frações refletidas e transmitidas da radiação solar e que as transmissões e reflexões da radiação solar no interior da célula solar são influenciadas: pelo design de módulo, por reflexões entre o substrato e encapsulante, e nas interfaces: ar / substrato / encapsulante; encapsulante / células; na transmitância através do substrato e encapsulante. Estas reflexões e transmitâncias relacionadas às células solares ocorrem em função do ângulo de incidência da radiação solar. Também a rugosidade da superfície da célula e o revestimento antirrefletante influenciam fortemente no efeito do ângulo de incidência. Na Figura 27 são apresentadas de forma esquemática, as duas maneiras existentes do ângulo de incidência influenciar na corrente de curto-circuito de módulos fotovoltaicos.

**Figura 27 - Influência do ângulo de incidência na  $I_{sc}$  de módulos fotovoltaicos**



**Fonte: Adaptado de Knisely (2013)**

Observa-se que no primeiro caso o efeito é puramente geométrico devido à orientação do módulo fotovoltaico em relação à radiação solar incidente, sendo também conhecido como “efeito de cosseno”, uma vez que, a radiação incidente sobre o módulo fotovoltaico diminui com o aumento do ângulo de incidência que é diretamente proporcional ao cosseno do ângulo de incidência. No segundo caso, a influência do ângulo de incidência na corrente de curto-circuito ocorre em função dos efeitos óticos ou das características da superfície frontal do próprio módulo.

Visando a redução da influência do ângulo de incidência, fabricantes de módulos buscam melhorar as características óticas dos módulos, especialmente do substrato, através da incorporação de revestimentos antirreflexo, laminados ou vidro, ou de outros métodos de texturização.

Knisely (2013) também avaliou os efeitos do ângulo de incidência na corrente de curto circuito em módulos fotovoltaicos de cinco tecnologias diferentes: Silício monocristalino, policristalino e amorfo; Telureto de Cádmio (CdTe); Cobre, Índio e Seleneto de Gálio (CIGS). Todas as medições foram realizadas em dias de sol, usando um rastreador de dois eixos. Os dados coletados durante foram processados e analisados de acordo com as equações especificadas pela norma 61853-1 da *International Electrotechnical Commission* (IEC) e também pela metodologia desenvolvida pela *Sandia National Laboratory*. Os resultados mostram parcelas de transmissão da luz quase idênticas para todos os cinco módulos testados com substrato de vidro, independentemente do tipo de tecnologia de células solar. Isto

indica que as perdas refletoras são regidas quase exclusivamente pela interface ar vidro dos módulos fotovoltaicos.

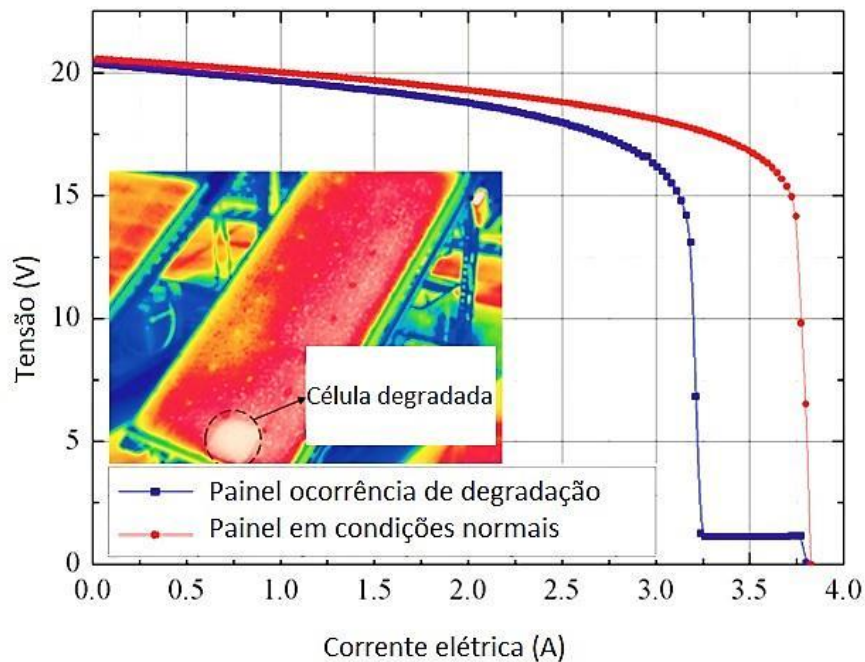
Martín e Ruiz (2004) buscaram obter um modelo universal para o cálculo das perdas anuais devido à reflexão angular (AAL) em módulos fotovoltaicos em condições reais de funcionamento, valores estes úteis na previsão ou avaliação do desempenho anual de sistemas fotovoltaicos. Neste estudo, foi utilizado modelo para calcular os valores da reflexão angular numa base horária em 79 locais diferentes em todo o mundo e considerando dez diferentes ângulos de inclinação, de horizontal para vertical, para módulos fotovoltaicos orientados para locais do hemisfério sul (norte) e norte (sul). A partir da análise dos resultados, foi proposto um modelo matemático de fácil utilização para o cálculo da reflexão angular.

Intermitências do recurso solar, fenômenos climatológicos e meteorológicos, características dos vários componentes que constituem os módulos fotovoltaicos, interferências externas como sombreamentos, sujeidade e posicionamento, são fatores capazes de interferir diretamente no desempenho dos geradores fotovoltaicos e assim impactar diretamente não só na produção de energia elétrica, mas também, na degradação de módulos fotovoltaicos.

Assim, a produção de energia elétrica em uma célula solar é reduzida, substancialmente, quando a mesma é sombreada total ou parcialmente. O sombreamento não só interfere de forma negativa na produção de energia, mas também contribui para acelerar a degradação, e causar falhas no sistema. O sombreamento de módulos fotovoltaicos proporciona o surgimento de correntes inversas, fazendo com que o módulo ou célula sombreados atue como uma carga elétrica, além de favorecer o aparecimento de pontos quentes, e conseqüentemente a degradação do dispositivo ao longo do tempo de operação.

A Figura 28 apresenta uma imagem termográfica infravermelha, de um módulo fotovoltaico em que uma de suas células solares, apresentou ponto quente devido à existência de sombreamento. As respectivas curvas I-V exemplificam de forma comparativa o comportamento característico da mesma, em módulos fotovoltaicos, com e sem falha. O resultado é a redução na produção de energia elétrica e da vida útil do módulo fotovoltaico (LEE e OUTROS, 2014)

**Figura 28 - Comportamento das curvas I-V em módulos com e sem falha**



**Fonte: Adaptado de Lee e outros (2014)**

De acordo com Munoz e outros (2011), as projeções de sombras sobre os módulos fotovoltaicos contribui para a redução da eficiência do gerador fotovoltaico, reduzindo de forma considerada a performance de produção de energia elétrica pelo mesmo, além de provocar danos irreparáveis nos módulos fotovoltaicos que os compõem.

O sombreamento poderá ser do tipo esporádico, ligado a interferências transitórias provocadas como, por exemplo: por nuvens, pássaros ou folhas de árvores, ou ainda ser do tipo “constante” ou contínuo, quando este ocorre sistematicamente todos os dias, em partes ou mesmo sobre toda a área do gerador fotovoltaico e cuja origem está na projeção de sombras devido a obstáculos como: edifícios, árvores ou mesmo pelo autosombreamento.

Geralmente estas “interferências” no gerador fotovoltaico tem origem na não observância de possíveis de fatores externos ao sistema ou mesmo a falhas na elaboração e execução de projetos de geradores, como a não observação do espaçamento mínimo necessário entre as fileiras de módulos fotovoltaicos, tendo como consequência a projeção de sombras de uma fileira de módulos sobre a outra.

Dolora e outros (2013) analisaram os efeitos do sombreamento parcial no desempenho de módulos fotovoltaicos de Silício poli e mono-cristalino. Os testes realizados forneceram subsídios para uma maior compreensão dos efeitos do

sombreamento sobre as principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos. No estudo realizado, constatou-se não existir uma grande diferença no desempenho entre as tecnologias de módulos fotovoltaicos utilizados nos experimentos. Porém, a partir do levantamento das curvas I-V e de potência tensão (P-V), realizadas para as diversas situações de sombreamentos, evidenciou a importância dos diodos de *bypass* em um módulo, pois estes permitem minimizar os efeitos do sombreamento e, conseqüentemente, a redução do impacto na potência de saída do gerador fotovoltaico. Os diodos permitem “dividir” cada módulo em seções de séries de células solares, limitando o impacto da redução da produção de energia elétrica pelas células solares atingidas pelas condições de sombreamento. Os resultados mostraram que a corrente gerada, diminui conforme o perfil de sombreamento, variando entre 0% e 100%.

Observou-se pelos experimentos relatados, que o sombreamento de 50% da superfície de uma única célula solar em um módulo fotovoltaico, a produção de energia elétrica do mesmo reduz em mais de 30%. Independente dos perfis de sombreamento da célula solar, os resultados são semelhantes como os obtidos pelo sombreamento de uma única célula.

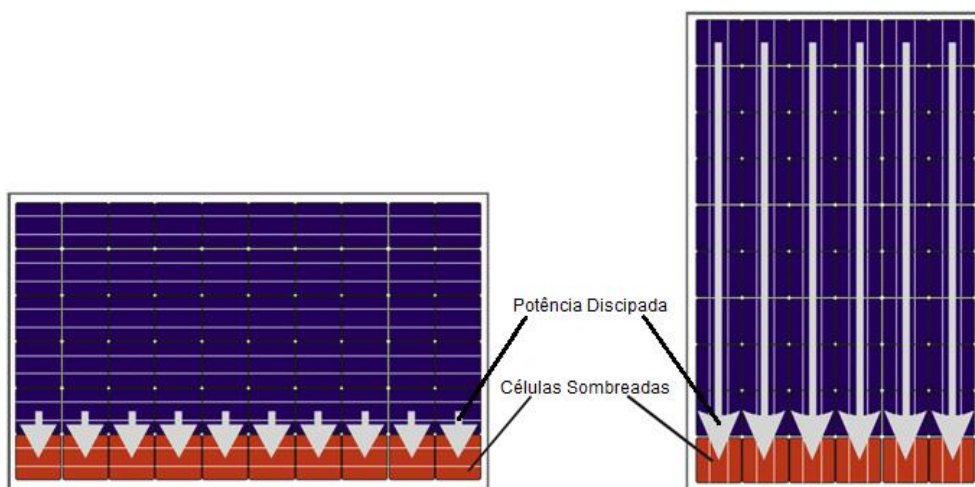
Ainda segundo os autores, a análise realizada pode ser usada na definição de modelos matemáticos com finalidade de avaliar as perdas de energia elétrica, além de influenciar na operação de geradores fotovoltaicos e assim minimizar as perdas no desempenho elétrico do mesmo, causadas por condições de sombreamento.

Brecl e Topic (2011), em estudo realizado em um sistema fotovoltaico localizado na cidade de Ljubljana, capital da Eslovênia, constataram que a produção de energia elétrica por geradores fotovoltaicos é afetada diretamente pela orientação dos módulos fotovoltaicos e por seu ângulo de inclinação. Afirmam que, mesmo estando os módulos fotovoltaicos corretamente inclinados e orientados no local selecionado, não se pode considerar que a radiação solar incidente atingirá a superfície dos módulos sem obstáculos em todos os momentos do dia, especialmente se o gerador estiver instalado em vales ou em áreas urbanas onde sombreamentos provocados por obstáculos, do entorno próximo, não podem ser evitados. O sombreamento é uma das causas mais comuns na redução da produção de energia elétrica em um gerador fotovoltaico, sendo assim a análise do sombreamento se faz necessária durante a fase de projeto dos sistemas fotovoltaicos. Para tanto existem vários métodos de como medir e estimar estas perdas por sombreamento devido aos

obstáculos do entorno da planta, mas, geralmente, os projetistas não incluem nos estudos as perdas advindas pelo autossombreamento devido, sobretudo, ao arranjo físico dos módulos.

Neste estudo, verificou-se que as perdas de energia resultaram da redução da irradiação na parte inferior dos módulos fotovoltaicos em função da posição física destes no arranjo se “na horizontal ou na vertical” e também pela geometria das células solares. Concluiu-se que as perdas de energia nos módulos fotovoltaicos de Silício cristalino são maiores se a distância entre as fileiras de módulos do gerador fotovoltaico não for suficiente para evitar o sombreamento da borda inferior do módulo, estando estes na posição vertical se comparados com mesmos módulos instalados na posição horizontal. Na Figura 29 é apresentado esquema de dissipação de energia nas células solares sombreadas em um módulo fotovoltaico, estando o mesmo em diferentes orientações (na horizontal e na vertical). A potência das células não sombreadas (em azul) é dissipada na célula sombreada (em vermelho).

**Figura 29 - Dissipação de energia em células solares sombreadas**

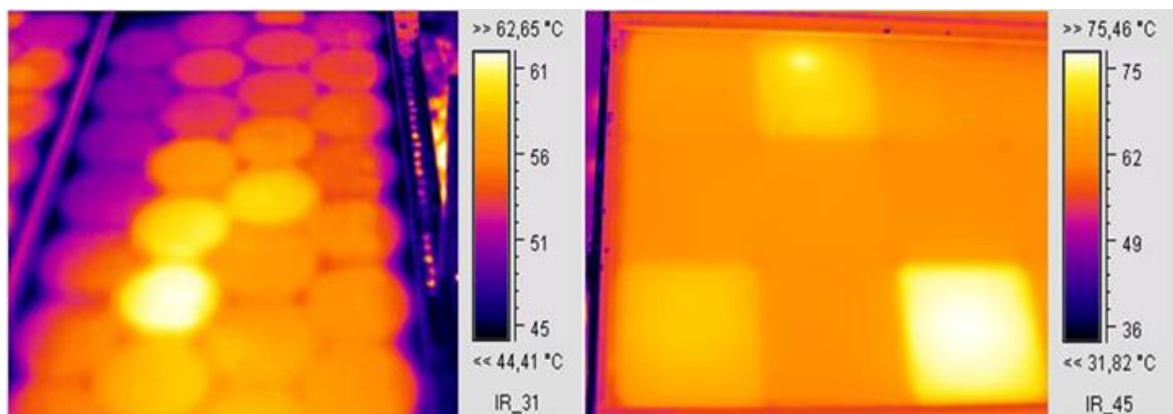


Fonte: Adaptado de Brecl e Topic (2011)

De acordo com Kaplani (2012), a degradação de células solares e, conseqüentemente, dos módulos fotovoltaicos, pode ser induzida ou acelerada por fatores externos, como as interferências cuja origem está na vegetação do entorno próximo ou em edificações como muros, prédios, chaminés entre outras, causando sombreamento parcial ou total de forma contínua e o aumento da temperatura no módulo em função da não circulação de ar sob o mesmo.

Os autores realizaram testes em módulos fotovoltaicos de Silício cristalino que estiveram sujeitos à exposição natural e em operação em campo por mais de 22 anos, recorrendo ao uso de testes termográficos (infravermelho), análise da curva de I-V e das condições locais de instalação dos mesmos. Eles observaram, através das imagens termográficas de dois módulos fotovoltaicos, características distintas de seus processos de obsolescência. A Figura 30 apresenta a imagem de dois módulos distintos em que o da esquerda sofreu um processo natural de degradação, operando em condições normais de campo, por mais de 22 anos, e o módulo da direita operou sob constante sombreamento em campo, o que acabou por comprometer o bom funcionamento de algumas células solares, o que contribuiu no surgimento de pontos quentes e na aceleração do processo de degradação do mesmo.

**Figura 30 - Imageamento de módulos com características distintas de envelhecimento**



Fonte: Adaptado de Kaplani (2012)

Os resultados obtidos sugerem que os módulos envelhecidos naturalmente, apresentam efeitos da degradação mais leves e uniformemente distribuídos em todas as células, enquanto que, nos módulos sujeitos aos efeitos de envelhecimento acelerado, apresentaram uma distribuição não uniforme com a presença de efeitos óticos e térmicos de degradação.

Guerrero e outros (2014) analisaram os efeitos da incompatibilidade entre módulos de tecnologias distintas e do sombreamento em um gerador fotovoltaico instalado no Laboratório de Recursos Distribuídos - LabDER da Universidade Politécnica de Valência na Espanha, que as perdas elétricas devido à incompatibilidade entre módulos fotovoltaicos em um mesmo gerador em condições *standard* (STC), podem chegar a um percentual de até 20% superior aos valores

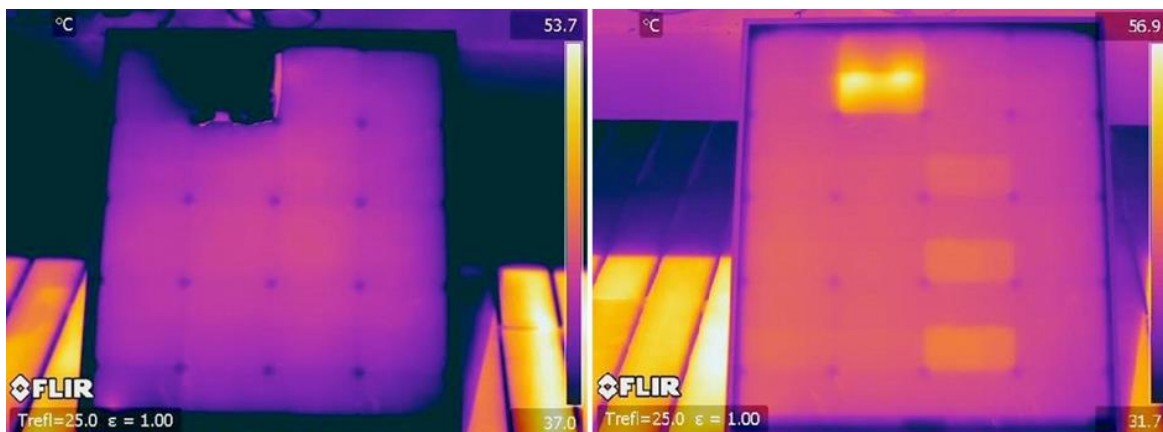
simulados. Este valor duplica em se tratando de módulos antigos e sujos.

Quanto ao estudo dos efeitos do sombreamento em um gerador fotovoltaico, os autores ressaltam a importância de se prever o ponto de melhor funcionamento do sistema em caso de sombreamento, e de todos os módulos fotovoltaicos que integram o mesmo estarem adequadamente protegidos por diodos de *by-pass*, para desta forma minimizar a perda de potência de saída do gerador fotovoltaico.

Visando avaliar os danos causados em um módulo fotovoltaico devido a sombreamento, os autores utilizaram um módulo fotovoltaico de Silício monocristalino de 40 Wp. O ensaio consistiu em bloquear com um papel de cor preta (de emissividade = 1), uma célula qualquer do módulo que foi exposto à radiação solar. Foram realizadas medições das curvas de I-V e P-V características antes e após o efeito do sombreamento. Durante os ensaios, foram realizadas fotografias com uma câmara termográfica e medidas temperaturas em diferentes pontos do módulo fotovoltaico e feita a correlação entre a perda de potência do mesmo em função do aumento da temperatura.

Depois de bloquear uma célula por vários segundos, a máscara foi removida, os resultados são mostrados na Figura 31, onde é destacado o aquecimento da célula sombreada em cerca de 55° C; também pode ser observado o aquecimento em menor grau em três células, causado pela mudança do ponto de funcionamento da célula sombreada.

**Figura 31 - Efeito de sombreamento de uma célula em um módulo fotovoltaico**



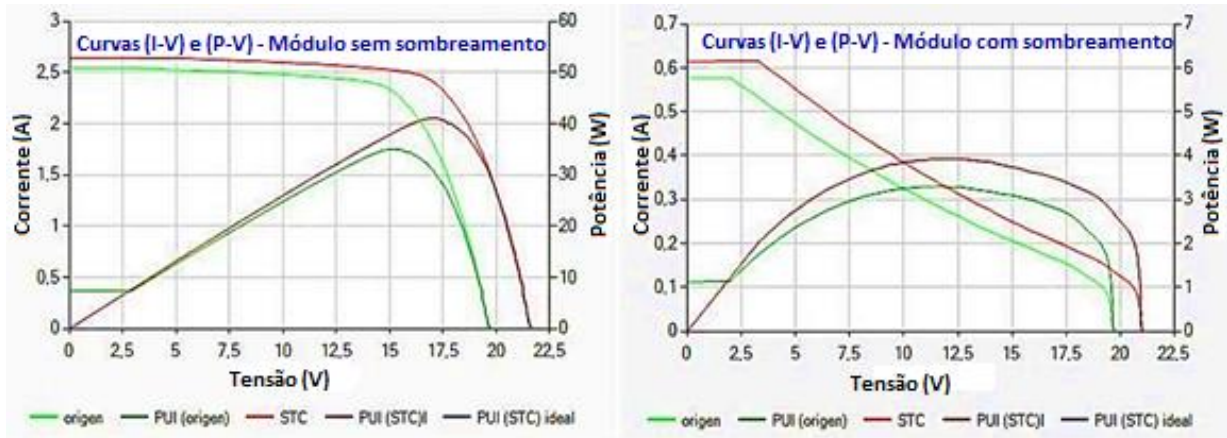
Fonte: Guerrero e outros (2014)

A Figura 32 mostra as curvas I-V e P-V características do módulo ensaiado antes e após o sombreamento de uma de suas células. A perda de potência no módulo



foi muito acentuada, reduzindo de 40,33 W para 3,935 W, uma perda de quase 90% da energia causada pelos efeitos de sombreamento.

**Figura 32 - Curvas I-V e P-V antes e após o sombreamento de uma célula**



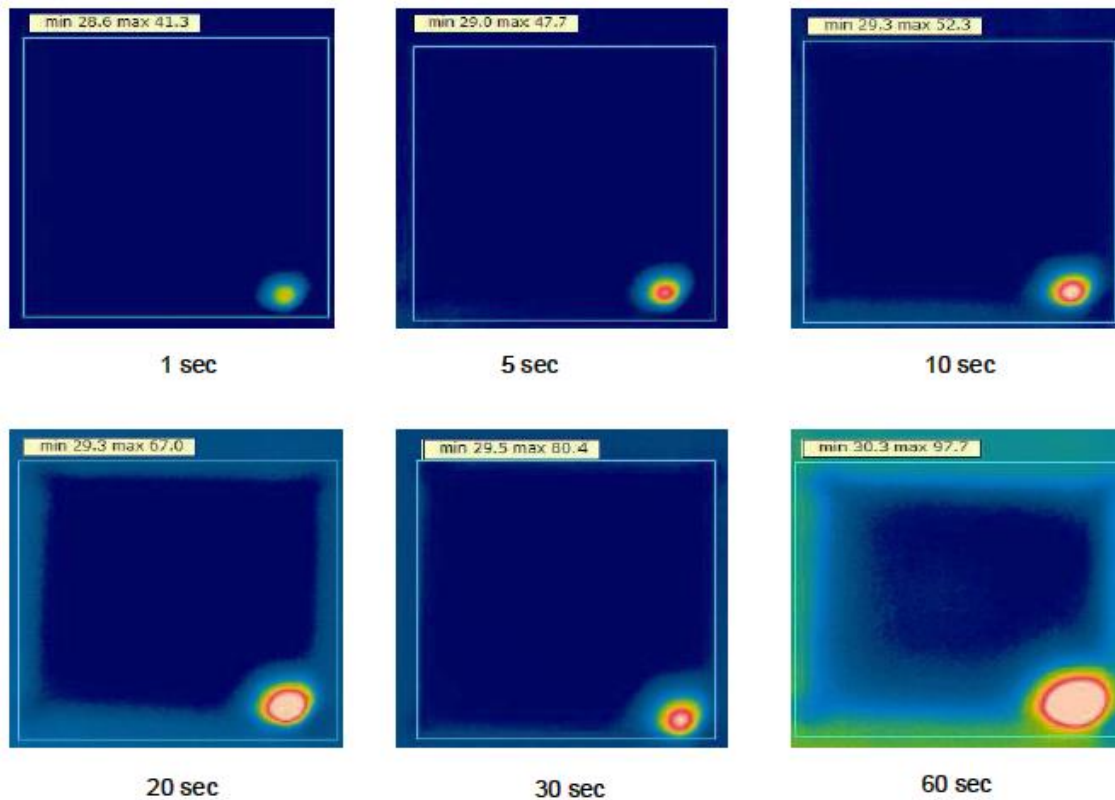
Fonte: Guerrero e outros (2014)

Os autores ressaltaram a importância de evitar a ocorrência de sombreamentos constantes sobre os geradores fotovoltaicos, uma vez que, quando um módulo ou uma parte dele é sombreado, as células solares atingidas pela sombra, passam a atuar como cargas resistivas de alta impedância e como consequência, pontos quentes podem surgir provocando a aceleração do processo de degradação e, em casos graves, o módulo poderá vir a ser danificado de forma irreversível.

Wendlandt e outros (2010), ao analisarem os riscos de ocorrências de pontos quentes em módulos fotovoltaicos que utilizam tecnologia de células de Silício cristalino, constataram que são diversos os fatores e condições capazes de aumentar o risco de surgimento de pontos quentes em módulos fotovoltaicos.

Segundo os autores, condições climáticas tais como temperatura ambiente elevada, altos níveis de irradiância, baixa velocidade do vento, condições de instalação do módulo (ângulo de instalação e desvio azimutal) e condições de resfriamento do substrato podem contribuir para o aumento do fator de risco de ocorrências de pontos quentes em módulos fotovoltaicos. A Figura 33 apresenta imageamento termográfico (IR) registrado em uma célula solar sob sombreamento após diferentes períodos de exposição à irradiação.

**Figura 33 - Imageamento de uma mesma célula solar sob sombreamento em diferentes períodos de tempo**



Fonte: Wendlandt e outros (2010)

Além destas interferências, os autores apontam como sendo fatores contribuintes para o aparecimento de pontos quentes nos módulos de Silício cristalino, a qualidade da matéria-prima empregada e o processo de produção das células solares, o comprimento da *string* em um módulo e do encapsulamento das células solares fotovoltaicas.

### 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta os modelos matemáticos necessários para prever o desempenho de geradores fotovoltaicos, focando na modelagem dos fatores que influenciam diretamente na eficiência do módulo fotovoltaico e nos parâmetros elétricos e térmicos do mesmo.

Inicialmente, é apresentado o modelo matemático para previsão da radiação solar incidente. Em seguida, são sugeridas as equações para estimativa dos parâmetros elétricos e térmicos do gerador fotovoltaico, a definição da distância mínima entre fileiras de módulos fotovoltaicos e do ângulo de inclinação ideal para instalação dos módulos fotovoltaicos que compõem o gerador fotovoltaico.

#### 3.1. Radiação solar

A fonte energética para a produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos é a radiação solar. Desta forma, para prever o desempenho de um gerador fotovoltaico é necessário desenvolver um modelo capaz de estimar a radiação solar para o local onde o mesmo está instalado.

De acordo com Duffie e Beckman (2013), a radiação solar total ( $G$ ) é dividida em duas parcelas, a saber: a radiação solar direta ( $G_b$ ) que é a radiação solar que não foi dispersa na atmosfera e a radiação solar difusa ( $G_d$ ), que é a radiação solar cuja direção foi alterada ao entrar em contato direto com nuvens ou poeiras existentes na atmosfera terrestre. Desta forma, a radiação solar total ( $G$ ) é dada por:

$$G = G_b + G_d \quad (1)$$

Collares-Pereira e Rabl (1979) estabeleceram que a radiação solar total horária ( $G$ ) pode ser estimada através de relação com a radiação global diária incidente em uma superfície horizontal ( $H$ ), como proposto.

$$r_t = \frac{G}{H} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \cos \omega_s} \quad (2)$$

onde: ( $\omega$ ) é o ângulo horário relativo ao deslocamento do sol a partir do meio dia,

contabilizando um deslocamento de  $15^\circ$  a cada uma hora, e  $(\omega_s)$  é o ângulo horário do pôr do sol quando finaliza o período de brilho solar. Os coeficientes  $a$  e  $b$  são obtidos por:

$$\begin{aligned} a &= 0,409 + 0,5016 \operatorname{sen}(\omega_s - 60) \\ b &= 0,6609 - 0,4767 \operatorname{sen}(\omega_s - 60) \end{aligned} \quad (3)$$

Em Duffie e Beckman (2013), o ângulo horário do pôr do sol  $(\omega_s)$  é dado por:

$$\omega_s = \operatorname{arccos}(-\operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \delta) \quad (4)$$

onde:  $(\phi)$  é a latitude geográfica do local de instalação e  $(\delta)$  é a declinação solar que referencia a posição angular do sol, ao meio dia, em relação ao plano do equador e é dada pela equação:

$$\delta = 23,45^\circ \operatorname{sen} \left[ \frac{360^\circ}{365} (n_{dia} + 284) \right] \quad (5)$$

onde:  $(n_{dia})$  é o dia do ano que varia de 1 a 365.

Ainda de acordo com Duffie e Beckman (2013), obtém-se o valor da radiação global diária incidente em uma superfície horizontal  $(H)$ , considerando a relação entre o índice de transparência atmosférica diária  $(K_T)$  e a radiação extraterrestre diária incidente em uma superfície horizontal  $(H_0)$ :

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (6)$$

o valor de  $K_T$  varia ao longo do dia e em função do local de instalação, sendo desta forma necessária a realização de medições constante. Por sua vez, a radiação extraterrestre é dada pela seguinte equação:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600 G_{sc}}{\pi} \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360 n_{dia}}{365} \right) * \left( \cos \phi \cos \delta \operatorname{sen} \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \delta \right) \quad (7)$$

onde:  $(G_{sc})$  é a constante solar ( $1.367 \text{ W/m}^2$ ), que representa a radiação solar em unidade de tempo, incidente em uma área unitária de uma superfície e perpendicular

à direção de propagação da radiação, a uma distância média entre a Terra e o Sol, fora da atmosfera.

Liu e Jordan (1960) propõem um modelo pelo qual a radiação solar horária difusa ( $G_d$ ) também pode ser calculada através da relação com a radiação solar diária difusa incidente em uma superfície horizontal ( $H_d$ ):

$$r_d = \frac{G_d}{H_d} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\text{sen}\omega_s \frac{\pi\omega_s}{180^\circ} \cos\omega_s} \quad (8)$$

Erbs (1982) também sugere um modelo para obtenção da radiação solar diária difusa ( $G_d$ ) a partir da correlação sugerida nas Equações 9.a e 9.b:

Para  $\omega_s \leq 81,4^\circ$ , a relação  $\frac{H_d}{H}$  é definida por:

$$\frac{H_d}{H} = 1,0 - 0,2727 K_T + 2,4495 K_T^2 - 11,9514 K_T^3 + 9,3879 K_T^4 \quad \text{para } K_T < 0,715 \quad (9.a)$$

$$\frac{H_d}{H} = 0,143 \quad \text{para } K_T \geq 0,715$$

Para  $\omega_s > 81,4^\circ$ , a relação  $\frac{H_d}{H}$  é definida por:

$$\frac{H_d}{H} = 1,0 + 0,2832 K_T - 2,5557 K_T^2 + 0,8448 K_T^3 \quad \text{para } K_T < 0,722 \quad (9.b)$$

$$\frac{H_d}{H} = 0,175 \quad \text{para } K_T \geq 0,722$$

Liu e Jordan (1960) indicam que para obter o valor da radiação solar incidente em uma superfície inclinada, considera-se o modelo difuso isotrópico composto pelo somatório das componentes: direta, difusa isotrópica e da radiação solar difusamente refletida pelo chão. A radiação difusa isotrópica é a parcela da radiação solar que atinge uniformemente a abóbada celeste, enquanto a radiação solar difusa refletida pode ser considerada como toda radiação refletida que incide no chão, sem atingir a superfície do módulo fotovoltaico. Assim sendo, a radiação solar incidente em uma superfície inclinada é:

$$G_T = G_b R_b + G_d \frac{(1+\cos\beta)}{2} + G\rho \frac{(1-\cos\beta)}{2} \quad (10)$$

onde: ( $\rho$ ) é a refletividade do solo, ( $\beta$ ) é a inclinação do módulo fotovoltaico e ( $R_b$ ) é um fator geométrico, referente à razão da radiação total incidente sobre uma superfície inclinada e uma superfície horizontal.

Para Duffie e Beckman (2013) em caso de sistemas fotovoltaicos instalados no hemisfério sul, considerando o céu isotrópico, o ( $R_b$ ) é definido segundo indicado por:

$$R_b = \frac{\cos(\phi+\beta)\cos\delta\sin\omega'_s + \left(\frac{\pi}{180^\circ}\right)\omega'_s\sin(\phi+\beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\sin\omega_s + \left(\frac{\pi}{180^\circ}\right)\omega_s\sin\phi\sin\delta} \quad (11)$$

onde:

$$\omega'_s = \min\left\{ \begin{array}{l} \arccos(-tg\phi tg\delta) \\ \arccos(-tg(\phi + \beta)tg\delta) \end{array} \right\} \quad (12)$$

Este modelo permite estimar a radiação solar horária incidente sobre o módulo fotovoltaico inclinado, bem como identificar o comportamento da radiação em um determinado período de tempo.

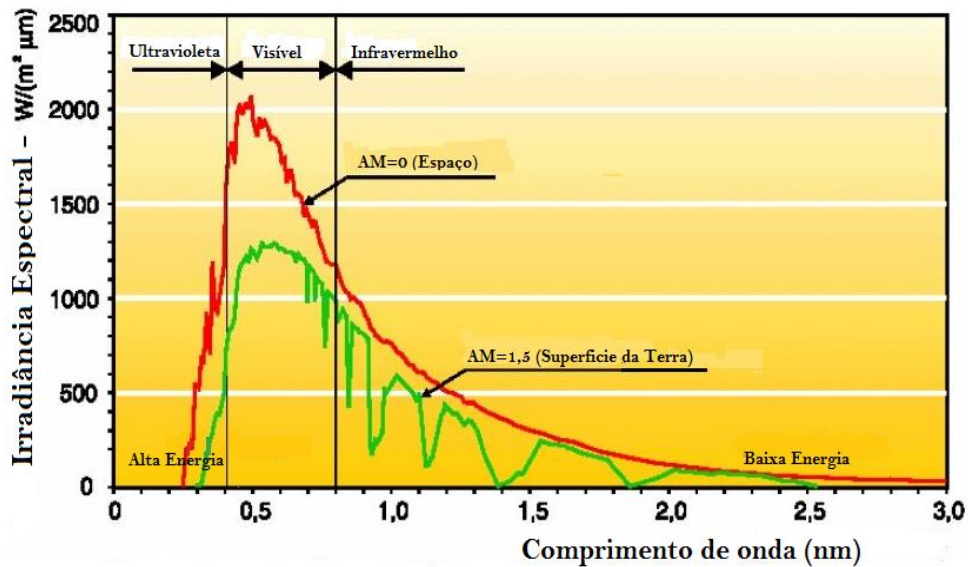
### 3.2. Espectro da radiação solar

A energia produzida pelo Sol se propaga no espaço em forma de radiação eletromagnética, sendo um conjunto contínuo de ondas de diversos comprimentos, dos quais somente uma pequena parte é visível (0,4 a 0,7 nm). Na Figura 34 são apresentadas as curvas de distribuição da radiação solar terrestre em função do comprimento de onda e também da massa atmosférica (AM).

A relação entre a massa da atmosfera (AM) através da qual o feixe da radiação solar atravessará, se o sol estiver no zênite, no nível do mar será  $m = 1$ . Se o sol estiver com um ângulo zenital ( $\theta_z$ ) de  $60^\circ$ ,  $m = 2$ . Para ângulos zenitais entre  $0^\circ$  a  $70^\circ$  ao nível do mar, uma aproximação é dada pela Equação 12. (DUFFIE E BECKMAN, 2013).

$$m = \frac{1}{\cos\theta_z} \quad (13)$$

**Figura 34 - Curva de Irradiância espectral da radiação solar terrestre**



Fonte: Adaptado de GREEMPRO (2004)

Para ângulo zenital maiores, o efeito de curvatura da terra torna-se significativa e deve ser tida em conta.

### 3.3. Efeito fotovoltaico

Segundo Fahrenbruch e Bube (1983), as células solares fotovoltaicas mais comuns são feitas de único cristal de Silício, onde um átomo de Silício na estrutura de cristal absorve um fóton da radiação solar incidente, e se a energia do fóton for suficientemente elevada, um elétron da última camada do átomo de Silício é libertado. Este processo resulta, assim, na formação de um par elétron lacuna, onde existe uma lacuna disponível a ser preenchida por um elétron e, por sua vez, existe também disponível um elétron fora na estrutura do cristal para preencher uma lacuna que esteja disponível. Este par normalmente desaparecerá espontaneamente tal qual como os elétrons se recombinam com as lacunas.

De acordo com Fahrenbruch e Bube (1983) uma célula fotovoltaica é estabelecida a partir de uma junção *p-n*, contendo uma camada tipo *p*, denominada absorvedora e outra camada de Silício tipo *n*, denominada coletora.

Em células de Silício, para formar o semicondutor do tipo  $n$  é necessário realizar a dopagem do Silício (coluna IV-A da tabela periódica) com outro semicondutor da camada V-A da tabela periódica, com cinco elétrons de valência como, por exemplo, o Fósforo, resultando em um material em que os transportadores majoritários de cargas sejam os elétrons, com cargas negativas. Para formação do semicondutor tipo  $p$ , a dopagem do Silício é realizada com um semicondutor da coluna III-A da tabela periódica, como por exemplo, o Boro, fazendo com que os transportadores majoritários sejam as lacunas com cargas positivas. Ao realizar a junção, os elétrons presentes em excesso no semicondutor tipo  $n$  deslocam para o semicondutor tipo  $p$ , sendo capturados pelas lacunas. A região de depleção do lado do semicondutor tipo  $p$  fica carregada negativamente, e o lado do semicondutor tipo  $n$  fica com cargas positivas, devido à perda dos elétrons.

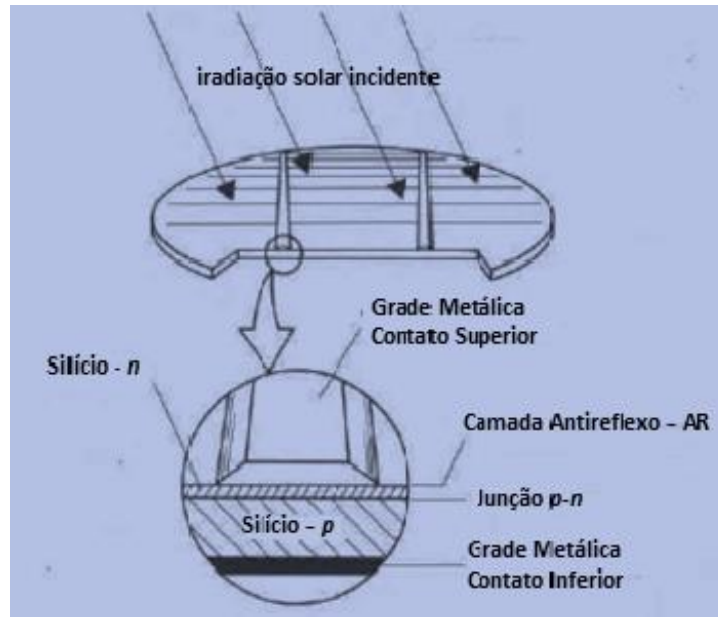
Esta diferença de cargas na região de depleção promove o aparecimento da diferença de potencial. Devido a este deslocamento de elétrons é formado um campo elétrico e a barreira de potencial dificulta a passagem de mais elétrons, alcançando um processo de equilíbrio. Essa estabilidade é rompida quando há incidência de fótons da radiação solar.

Os fótons, provenientes da radiação solar, rompem a barreira de potencial, penetrando na célula solar e quebrando as ligações covalentes do semicondutor tipo  $p$ , liberando os elétrons que são atraídos pelo semicondutor do tipo  $n$  e conseqüentemente, gerando uma corrente elétrica.

O fluxo de elétrons em uma célula solar fotovoltaico é coletado através de contatos metálicos inseridos nas partes frontal e posterior da célula, formando uma malha fina. Para reduzir as perdas que ocorrem quando da absorção óptica que é o principal fenômeno físico em uma célula solar, um filme antirreflexo (AR) elaborado a partir de óxidos metálicos é depositado na parte frontal da célula solar. A Figura 35 apresenta a estrutura e função dos diversos componentes uma célula solar fotovoltaica de Silício cristalino

**Figura 35 - Estrutura e função de uma célula fotovoltaica de Silício cristalino**





Fonte: Adaptado de Cook, Billman e Adcock (1995)

### 3.4. Parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico

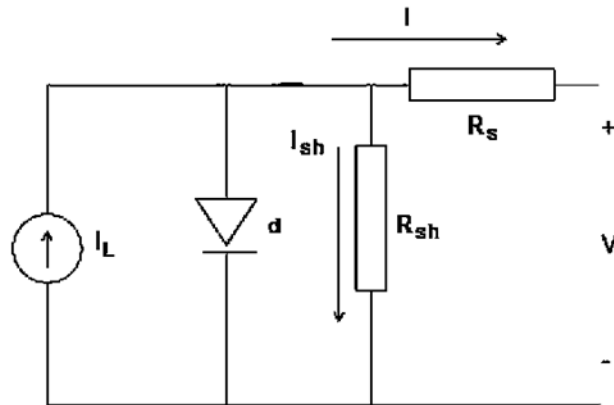
Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células solares interligadas entre si, portanto, as propriedades elétricas dos módulos são oriundas das células solares.

Segundo Fahrenbruch e Bube (1983), as propriedades elétricas das células solares assemelham às propriedades de um diodo. Quando exposta a luz solar, ela produz uma corrente fotogerada proporcional à radiação solar. As características elétricas dos módulos fotovoltaicos de Silício, são: tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ); corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ); fator de forma ( $FF$ ) e eficiência. Outros parâmetros importantes são: corrente e tensão no ponto de máxima potência ( $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ ), potência no ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ) e as resistências série ( $R_s$ ) e paralelo ou "shunt" ( $R_{sh}$ ). Estes parâmetros podem ser obtidos a partir da curva I-V medida em um módulo fotovoltaico. Independentemente do tipo do sistema fotovoltaico, o aumento da temperatura ambiente ocasiona também um aumento na temperatura do módulo, o que provocará uma redução na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) afetando de forma considerável a potência de saída do GFV. Já a radiação solar influencia diretamente a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) do módulo e está decresce linearmente acompanhando a redução nos níveis de radiação solar. O decréscimo da  $V_{oc}$  e da  $I_{sc}$  do módulo fotovoltaico induz a redução da potência de saída do módulo, acarretando

em baixo índice de desempenho do sistema fotovoltaico.

Assim de forma análoga, o diodo representa a junção *p-n* na célula solar, sendo que nesta metodologia de parâmetros concentrados, podem ser utilizados um ou mais diodos. A Figura 36 mostra o circuito elétrico representativo de uma célula solar, considerando o modelo de diodo.

**Figura 36 - Circuito elétrico equivalente do modelo de um diodo**



Fonte: Chouder e outros (2012)

O modelo matemático para o módulo fotovoltaico, considerando o modelo de um diodo para uma única célula solar, onde a relação entre a corrente (*I*) e tensão (*V*) foi definida por:

$$I = I_L - I_{sat} \left( e^{\left( \frac{V + R_s I}{A} \right)} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (14)$$

onde: ( $I_L$ ) é a corrente fotogerada, ( $I_{sat}$ ) a corrente de saturação reversa do diodo, ( $A$ ) o fator de idealidade modificado, ( $R_s$ ) a resistência série e ( $R_{sh}$ ) a resistência paralela ou shunt, (LORENZO E ARAUJO, 1994).

A  $R_s$  representa as perdas ôhmicas na superfície do módulo fotovoltaico e a  $R_{sh}$  está relacionada as propriedades físico-química do material ou seja: a profundidade da junção *p-n*; da concentração de impurezas nas regiões *p* e *n*; do arranjo usado nos contatos ôhmicos de superfície da célula solar.

Observando a Figura 36 constata-se que o valor ideal para a  $R_{sh}$  é que seja elevado, evitando o aparecimento de “um caminho alternativo” para a corrente fotogerada, o que reduziria a corrente de saída do módulo fotovoltaico. No caso da  $R_s$ , quanto menor o valor desta, maior será o desempenho do módulo.

O fator de idealidade modificado é definido por:

$$A = \frac{nkT_c}{q} \quad (15)$$

onde: ( $A$ ) é o fator de idealidade do diodo, ( $K$ ) a constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$ ), ( $T_c$ ) a temperatura do módulo em Kelvin e ( $q$ ) a carga de um elétron ( $1,602 \times 10^{-19} \text{C}$ ).

De acordo com Machado Neto (2006), o valor de  $T_c$  pode ser definido a partir da temperatura de operação nominal do módulo, conforme Equação 3:

$$T_c = T_a + \left( \frac{G_T(NOCT-20)}{800} \right) \quad (16)$$

onde: ( $T_a$ ) a temperatura ambiente, ( $G_T$ ) a radiação solar e ( $NOCT$ ) é a temperatura de operação nominal do módulo fotovoltaico indicada pelo fabricante do mesmo.

Lorenzo e Araújo (1994) desenvolveram um modelo para estimar a temperatura ambiente em função do dia e da hora, além de considerar dados geográficos da localidade.

Para  $-\pi < \omega < \omega_s$ ,  $T_a$  é calculado por:

$$T_a = T_{aM}(n_{dia} - 1) - \frac{T_{aM}(n_{dia}-1) - T_{am}(n_{dia})}{2} [1 + \cos(c\omega + d)] \quad (17)$$

onde: ( $T_{aM}$ ) e ( $T_{am}$ ) são a temperatura ambiente máxima e mínima ( $^{\circ}\text{C}$ ), respectivamente, ao longo de um dia, e os coeficientes  $c$  e  $d$  são dados por:

$$c = \frac{\pi}{\left(\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi\right)} \quad (18)$$

$$d = -c\omega_s$$

Para  $\omega_s < \omega < \frac{\pi}{6}$ ,  $T_a$  é calculado por:

$$T_a = T_{am}(n_{dia}) + \frac{T_{aM}(n_{dia}) - T_{am}(n_{dia})}{2} [1 + \cos(c\omega + d)] \quad (19)$$

onde: os coeficientes  $c$  e  $d$  são dados por:

$$c = \frac{\pi}{\left(\omega_s - \frac{\pi}{6}\right)}$$

$$d = \frac{-c\pi}{6}$$
(20)

E para,  $\frac{\pi}{6} < \omega < \pi$ ,  $T_a$  é calculado por:

$$T_a = T_{aM}(n_{dia}) - \frac{T_{aM}(n_{dia}) - T_{aM}(n_{dia}+1)}{2} [1 + \cos(c\omega + d)]$$
(21)

onde: os coeficientes  $c$  e  $d$  são dados por:

$$c = \frac{\pi}{\left(2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad ; \quad d = -\left(\pi + \frac{c\pi}{6}\right)$$
(22)

Chouder e outros (2012) também estabeleceram um modelo para estimar a potência do modulo fotovoltaico em uma determinada condição de operação, normalmente devem-se utilizar os parâmetros elétricos de referência fornecidos pelos fabricantes de módulos que são obtidos em condições normatizadas padronizadas - STC. A Equação 22 indica a relação corrente (I) e tensão (V) para uma determinada condição de referência:

$$I = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left( e^{\left( \frac{V + R_{s,ref} * I}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{V + R_{s,ref} * I}{R_{sh,ref}}$$
(23)

onde: ( $I_{L,ref}$ ) é a corrente fotogerada e ( $I_{sat,ref}$ ) a corrente de saturação reversa do diodo, ( $A_{ref}$ ) é o fator de idealidade modificado de referência, e ( $R_{s,ref}$ ) e ( $R_{sh,ref}$ ) são as resistências da célula solar em condições de referência.

Ainda Chouder e outros (2012) definiram algumas relações em condições de curto-circuito, onde  $I = I_{sec}$  e  $V = 0$  e em condições de circuito aberto, onde  $I = 0$  e  $V = V_{oc}$  considerando uma condição de referência, como é indicado nas Equações 5 e 6.

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left( e^{\left( \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{R_{sh,ref}} \quad (24)$$

onde: ( $I_{sc,ref}$ ) é a corrente de circuito aberto em condição de referência.

$$I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left( e^{\left( \frac{V_{oc,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh,ref}} = 0 \quad (25)$$

onde: ( $V_{oc,ref}$ ) é a tensão de circuito aberto em condição de referência.

O *MPP* é o ponto de funcionamento da célula solar, no qual a potência gerada será máxima, de forma que a corrente ( $I_m$ ) e a tensão ( $V_m$ ) serão respectivamente corrente e tensão no *MPP*. Com esta consideração, pode-se substituir o  $V$  por  $V_m$  e  $I$  por  $I_m$  na Equação 16, obtendo:

$$I_{m,ref} = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left( e^{\left( \frac{V_{m,ref} + R_{s,ref} I_{m,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{m,ref} + R_{s,ref} I_{m,ref}}{R_{sh,ref}} = 0 \quad (26)$$

onde: ( $I_{m,ref}$ ) e onde ( $V_{m,ref}$ ) são a corrente e tensão no ponto de máxima potência, em condição de referência.

De acordo com Chouder e outros (2012), derivando a Equação 13, em relação a:

$V = V_{oc,ref}$  em relação a  $I = I_{sc,ref}$  é:

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=V_{oc,ref}} = -R_{s0} \quad (27)$$

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=I_{sc,ref}} = -R_{sh0} \quad (28)$$

onde: ( $R_{s0}$ ) e ( $-R_{sh0}$ ) são respectivamente a inclinação da curva I-V próximo ao ponto de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )

Para Chouder e outros (2012) a definição de parâmetros de referência para uma célula solar podem também ser utilizados na formulação de um modelo

matemático para a definição dos parâmetros elétricos e térmicos de referência de um módulo fotovoltaico para as diferentes condições de operação, considerando a influência da variação da temperatura e da radiação solar.

O fator de idealidade ( $A$ ) modificado para qualquer condição de operação é expresso:

$$A = A_{ref} * \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (29)$$

A corrente de saturação ( $I_{sat}$ ) do diodo depende da temperatura, e das características do semicondutor e é dada pela equação:

$$\frac{I_{sat}}{I_{sat,ref}} = \left[ \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 e^{\left[ \frac{E_g N_s}{A_{ref}} \left( 1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right]} \quad (30)$$

onde: ( $N_s$ ) é o número de células ligadas em série em um módulo fotovoltaico, e ( $E_g$ ) é a energia da banda proibida do semicondutor.

Para Soto, Klein e Beckman (2006): o valor de  $E_g$  pode ser definido pela equação:

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - 0,0002677(T_c - T_{c,ref}) \quad (31)$$

A corrente fotogerada ( $I_L$ ), para qualquer condição de operação de um módulo fotovoltaico é dada pela equação por:

$$I_L = \frac{G_T}{G_{ref}} [I_{L,ref} + \alpha(T - T_{ref})] \quad (32)$$

onde: ( $\alpha$ ) é o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito.

A resistência  $R_s$  é definida como sendo a relação entre: o fator de idealidade  $A$  modificado; a corrente de saturação do diodo; a tensão de circuito aberto, e é dada pela equação por:

$$R_s = R_{s,ref} - \left[ \frac{A}{I_{sat}} e^{\left( \frac{-V_{oc}}{A} \right)} \right] \quad (33)$$

Já a resistência  $R_{sh}$  é definida como sendo a relação da resistência shunt em uma condição de referência e a radiação solar e é dada pela equação por:

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \left( \frac{G_{ref}}{G_T} \right) \quad (34)$$

Os principais parâmetros que caracterizam o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico são a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto que são definidas por:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left( \frac{G_T}{G_{ref}} \right) + \alpha (T_c - T_{c,ref}) \quad (35)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} - \beta_v (T_{c,ref} - T_c) + A \ln \left( \frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (36)$$

A corrente e tensão no ponto de máxima potência são definidas por:

$$I_m = I_{m,ref} \left( \frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (37)$$

$$V_m = V_{m,ref} - \beta_{vm} (T_{c,ref} - T_c) \quad (38)$$

A potência gerada pelo módulo é dada pelo produto da corrente e tensão:

$$P = VI \quad (39)$$

Esta equação pode ser utilizada para estimar os parâmetros de uma única célula solar ou de um módulo fotovoltaico.

### 3.5. Gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é composto por um conjunto de módulos fotovoltaicos. Para avaliar a potência disponibilizada por um gerador fotovoltaico, vários parâmetros devem ser observados e quantificados, entre estes se destacam: número de módulos ligados em série e em paralelo; parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos e a resposta destes em relação às diferentes condições de instalação, características básicas do local de instalação do SFV; posicionamento e ângulos de instalação e condições climatológicas do local de instalação.

Posicionamento e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos são pontos chave para o desempenho satisfatório de um gerador fotovoltaico, pois estes dependem diretamente das condições de instalação, se comparados aos demais fatores intrínsecos ao sistema, como os níveis de radiação do local de instalação além das características físicas e elétricas dos módulos.

Os diversos problemas que ocorrem em módulos fotovoltaicos de Silício cristalino estão relacionados ao desgaste natural dos materiais e a fatores como o sombreamento, sujidade e operação em temperaturas elevadas dos módulos fotovoltaicos.

A análise do desempenho dos geradores fotovoltaicos, as condições climáticas e os níveis de radiação solar são importantes. Diversos estudiosos desenvolveram e propuseram modelos matemáticos capazes de estimar ou avaliar o desempenho de um gerador fotovoltaico em função do direcionamento, posicionamento dos módulos fotovoltaicos e do ângulo de instalação destes, uma vez que estes fatores são decisivos para o bom desempenho energético do mesmo.

Segundo King e outros (1997), o coeficiente de temperatura é aplicado a vários parâmetros de desempenho incluindo tensão, corrente e potência de diferentes módulos fotovoltaicos.

Os procedimentos de medição para os coeficientes de temperatura dos módulos e geradores fotovoltaicos ainda não são padronizados e influências sistemáticas são comuns nos métodos de ensaio utilizados para medi-los. No entanto, o coeficiente de temperatura vem obtendo papel importante na concepção e dimensionamento de sistema fotovoltaico, onde muitas vezes o pior caso de condições de operação determina o tamanho do gerador. Assim, um modelo eficaz para a determinação de coeficientes de temperatura aplicado às células, módulos e



geradores é proposto para auxiliar e orientar na aplicação em engenharia de sistemas.

Os parâmetros de desempenho de um determinado módulo fotovoltaico a ser usado na montagem de um gerador fotovoltaico a partir de uma temperatura de referência ( $T_r$ ) dada em função de temperatura arbitrária ( $T$ ), são determinados por:

$$I_{sc}(T_r) = I_{sc}(T) \cdot [1 - \alpha_{Isc} \cdot (T - T_r)] \quad (40)$$

$$I_{mpp}(T_r) = I_{mpp}(T) \cdot [1 - \alpha_{Impp} \cdot (T - T_r)] \quad (41)$$

$$V_{oc}(T_r) = V_{oc}(T) - \beta_{Voc} \cdot V_{oc}^{STC} \cdot (T - T_r) \quad (42)$$

$$V_{mpp}(T_r) = V_{mpp}(T) - \beta_{Vmpp} \cdot V_{mpp}^{STC} \cdot (T - T_r) \quad (43)$$

Os coeficientes de temperatura para corrente ( $\alpha_{Isc}$ ,  $\alpha_{Impp}$ ) e para tensão ( $\beta_{Voc}$ ,  $\beta_{Vmpp}$ ) são utilizados nas respectivas equações e são obtidos a partir das derivadas:

$$\frac{dI_{sc}}{dT} = \alpha_{Isc} \quad (44)$$

$$\frac{dI_{mpp}}{dT} = \alpha_{Impp} \quad (45)$$

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = \beta_{Voc} \quad (46)$$

$$\frac{dV_{mpp}}{dT} = \beta_{Vmpp} \quad (47)$$

Os valores de tensão  $V_{oc}^{(STC)}$  e  $V_{mpp}^{(STC)}$ , necessários nas equações são os valores baseados na norma da *American Society for Testing and Materials* (ASTM), condições (1000 W/m<sup>2</sup>, AM = 1.5, 25 °C). Estes valores podem ser facilmente obtidos junto ao fabricante do módulo fotovoltaico. O valor de  $P_{mpp}$  em função de  $T_r$  e de  $T$  é dado por:

$$P_{mpp}(T_r) = I_{mpp}(T) \cdot [1 - \alpha_{Impp} \cdot (T - T_r)] \cdot [V_{mpp}(T) - \beta_{Vmpp} \cdot V_{mpp}^{STC} \cdot (T - T_r)] \quad (48)$$

Ainda de acordo com King e outros (1997), ao contrário da prática comum, a derivada da temperatura no ponto de máxima potência ( $T_{mpp}$ ) em relação à temperatura ( $T$ ) não deve ser considerada uma constante para um dado nível de irradiação. A  $P_{mpp}$  é o produto de dois fatores,  $I_{mpp}$  e  $V_{mpp}$ , os quais variam com a temperatura e a irradiação. Portanto, a derivada, ou coeficiente de temperatura deve ser calculado como:

$$\frac{dP_{mpp}}{dT} = V_{mpp} \cdot \frac{dI_{mpp}}{dT} = \alpha I_{mpp} + I_{mpp} \cdot \frac{dV_{mpp}}{dT} \quad (49)$$

Em outro estudo realizado por King e outros (1997) sobre os efeitos do ângulo de incidência da irradiação solar sobre os módulos fotovoltaicos, os autores observam a existência de dois fatores, que ocorrem durante o dia que complicam a modelagem de desempenho de geradores fotovoltaicos. Estes fatores são: as alterações no espectro solar; e os efeitos óticos no módulo fotovoltaico que variam de acordo com o ângulo de incidência solar. Diante do fato, os autores propõem modelos para medir diretamente os efeitos destes dois fatores sobre o desempenho de geradores fotovoltaicos. Baseando em um modelo padronizado pela ASTM, o qual fornece um parâmetro espectral de incompatibilidade ( $M$ ), que por sua vez é usado para corrigir os valores medidos de corrente de curto-circuito obtidos com um “espectro arbitrário” de teste, para o valor adequado para uma das distribuições espectrais solares padronizadas:

$$M = \frac{\int_a^b E(\lambda) R_t(\lambda) \cdot d\lambda}{\int_c^d E(\lambda) R_r(\lambda) \cdot d\lambda} \cdot \frac{\int_c^d E_0(\lambda) R_r(\lambda) \cdot d\lambda}{\int_a^b E_0(\lambda) R_r(\lambda) \cdot d\lambda} \quad (50)$$

onde: ( $E(\lambda)$ ) é a irradiância espectral solar presente durante o teste, ( $E_0(\lambda)$ ) é a referência solar irradiância espectral, ( $R_t(\lambda)$ ) é a resposta espectral do módulo de teste à temperatura de referência e ( $R_r(\lambda)$ ) é a resposta espectral de referência.

Este modelo fornece o contexto para descrever uma correção espectral generalizada ou “Função de massa de ar” relacionadas com a massa de ar absoluta ( $AM_a$ ), como a variável independente. Assim a função da massa de ar absoluta ( $f_2(AM_a)$ ), pode ser pensada como um parâmetro de incompatibilidade espectral contínua:

$$M \approx \frac{I_{sc_t}}{E^*} \cdot \frac{E_0^*}{I_{sc_{to}}} = f_1(AM_a) \quad (51)$$

onde:  $(E_0^*)$  é a irradiância total para incidência normal,  $(AM_a)$  é 1.5,  $(E^*)$  é a irradiância total para teste espectro de incidência normal,  $(I_{sc_{to}})$  é o valor da corrente de curto-circuito do módulo de teste à temperatura de referência, incidência normal, e  $(I_{sc_t})$  é o valor da  $I_{sc}$  medido no módulo de teste com a temperatura de referência, incidência normal e espectro predominante do teste de curto circuito.

Segundo King e outros (1997), a massa de ar ( $AM$ ) é calculada com base no ângulo zênite do sol que, por sua vez, pode ser calculado com precisão sabendo-se o local de instalação do gerador fotovoltaico, dia do ano e a hora do dia. E para compensar a instalação em locais, em altitudes elevadas, acima do nível do mar, a  $AM$  passa a ser “pressão corrigida” e o termo “massa de ar absoluta” ( $AM_a$ ) passa a ser usado. Assim para o cálculo do  $AM_a$  em função do ângulo do zênite solar ( $Z_s$ ) e a altitude do local em metros ( $h$ ), *pode ser utilizado*:

$$AM = [\cos(Z_s) + 0,5057 \cdot (96.080 - Z_s)^{-1.634}]^{-1} \quad (52)$$

$$AM_0 = \frac{P}{P_0} \cdot AM \quad (53)$$

$$\frac{P}{P_0} = e^{(-.0001184 \cdot h)} \quad (54)$$

A irradiância solar total ( $E_t$ ) é composta por duas componentes: a componente direta definida como irradiância direta normal, ( $E_{dni}$ ) e a irradiância difusa ( $E_{diff}$ ). A maioria dos procedimentos atualmente utilizados para medir o desempenho de módulos ou gerador fotovoltaico tende não fazer a distinção entre estas componentes da radiação solar total. O desejável é que seja distinguido o desempenho do módulo ou do gerador sob a irradiação direta em oposição à irradiação difusa, uma vez que a distribuição espectral da radiação solar difusa comporta de forma diferente a partir da distribuição de irradiância solar direta. Ou seja: a distribuição espectral da  $E_{dni}$  altera significativamente durante o dia, enquanto a distribuição espectral da  $E_{diff}$  permanece nominalmente a mesma.

Assim, de acordo com King e outros (1997), as equações da ASTM para  $AM_a$  são influenciadas principalmente pelas mudanças no espectro normal direto e para a irradiância difusa, o desempenho do módulo fotovoltaico não depende do ângulo de incidência solar:

$$\frac{I_{sc} \cdot [1 - \alpha \cdot (T - T_0)]}{f_1(AM_a)} = C_1 \cdot \frac{E_{dni}}{E_0} + C_2 \cdot \frac{E_{diff}}{E_0} \quad (55)$$

onde: ( $C_1$ ) e ( $C_2$ ) são constantes de calibração distintos para irradiação direta e difusa, respectivamente; ( $T_0$ ), temperatura de referência, ( $\alpha$ ) coeficiente de temperatura; ( $E_0$ ) nível de referência irradiância ( $1000 \text{ W/m}^2$ ).

A irradiância direta normal,  $E_{dni}$ , deve ser medida utilizando um piranômetro de incidência normal (NIP) e a irradiação difusa,  $E_{diff}$ , calculada pela equação:

$$E_{diff} = E_t - E_{dni} \cdot \cos(AOI) \quad (56)$$

Para o cálculo do ângulo de incidência ( $AOI$ ) a equação deve ser utilizada:

$$AOI = \cos^{-1}[\cos(T_m)\cos(Z_s) + \sin(T_m)\sin(Z_s)\cos(AZ_s - AZ_m)] \quad (57)$$

onde: ( $T_m$ ) é o ângulo de inclinação do módulo; ( $Z_s$ ) é o ângulo zenital do sol; ( $AZ_m$ ) é o ângulo de azimute de módulo; ( $AZ_s$ ) é o ângulo de azimute do sol

Para King e outros (1997), a influência das características óticas de um módulo fotovoltaico no seu desempenho, pode ser medida nas condições de ensaio ao ar livre. Baseando na Equação 40 eles formularam uma segunda função empírica denominada de "Função AOI" ( $f_2(AOI)$ ) que aborda os efeitos que estão além das típicas geométricas perdas "cosseno".

$$f_2(AOI) = \frac{I_{sc}(AM_a=15, T=T_0) - C_2 \cdot \frac{E_{diff}}{1000}}{C_1 \cdot \frac{E_{dni}}{1000} \cdot \cos(AOI)} \quad (58)$$

Para obter o modelo universal para o cálculo das perdas anuais devido à reflexão angular (AAL) em módulos fotovoltaicos, em condições reais de funcionamento Martín e Ruiz (2004) recorreram a um modelo formulado anteriormente

pelos mesmos onde a perdas angulares (AL) foram obtidas a partir da análise ótica de diferentes configurações de módulos fotovoltaicos de Silício cristalino (c-Si), bem como para tecnologia de Silício amorfo (a-Si):

$$AL(\alpha) = 1 - \left[ \frac{1 - \exp[-(\cos\alpha)/a_r]}{1 - \exp(-1/a_r)} \right] \quad (59)$$

onde: ( $\alpha$ ) é o ângulo de irradiação de incidência e ( $a_r$ ) o coeficiente de perda angular.

O valor de  $a_r$  depende da tecnologia empregada e do grau de sujidade do módulo. Se o mesmo estiver limpo, independentemente de sua tecnologia, o valor do coeficiente de perda, varia entre 0,16 e 0,17. Caso às superfícies dos módulos tenha uma quantidade moderada de poeira, o coeficiente será de 0,20, e 0,27 quando a quantidade de poeira for significativa. Com a fórmula acima a expressão para a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico, considerando as perdas angulares para cada componente de radiação (direta, difusa e albedo) torna-se:

$$I_{sc} = \frac{I_{sc}}{G} \left\{ B h_B \cos\alpha [1 - F_B(\alpha)] + D h_D \frac{1 + \cos\beta}{2} [1 - F_D(\beta)] + A \frac{1 - \cos\beta}{2} [1 - F_A(\beta)] \right\} \quad (60)$$

onde: ( $I_{sc}$ ) é a corrente de curto-circuito em condições de teste padrão; ( $G$ ) é irradiância padrão ( $1000 \text{ W/m}^2$ ); ( $D$ ) é a irradiância difusa no plano horizontal; ( $A$ ) é a irradiância refletida para a terra em um plano horizontal voltada para o chão; ( $\alpha$ ) é o ângulo de inclinação do módulo; ( $\beta$ ) é o ângulo de incidência da radiação solar; ( $F_B$ ) é o fator de perdas angulares da componente direta da radiação solar; ( $F_D$ ) é o fator de perdas angulares da componente difusa da radiação solar; ( $F_A$ ) o fator de perdas angular da componente refletida do solo da radiação solar (albedo).

$$h_B = 1 + \frac{D}{B_0 \cos\theta_z} \quad h_D = 1 - \frac{B}{B_0} \quad (61)$$

onde: ( $B$ ) a irradiância direta, ( $B_0$ ) a irradiância extraterrestre na superfície da terra e ( $\theta_z$ ) o ângulo zenital do sol.

As perdas angulares fatores  $F_B$ ,  $F_D$  e  $F_A$  são obtidos pelas fórmulas:

$$F_B(\alpha) = \frac{\exp(-\cos\alpha/a_r) - \exp(-1/a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (62)$$

$$F_A(\beta) \cong \exp \left[ \frac{-1}{a_r} \left( c_1 \left( \sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta} \right) + c_2 \left( \sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta} \right)^2 \right) \right] \quad (63)$$

$$F_D(\beta) \cong \exp \left[ \frac{-1}{a_r} \left( c_1 \left( \sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta} \right) + c_2 \left( \sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta} \right)^2 \right) \right] \quad (64)$$

Enquanto o fator  $F_B$  é calculado a partir da expressão modelo,  $F_D$  e  $F_A$  são calculados através da resolução de duas integrais que consideram a contribuição de cada unidade de ângulo sólido a partir do qual a luz incidente sobre o módulo fotovoltaico. A expressão final para a perda angular depende da latitude do local, da orientação do módulo e os dados de irradiação local.

Para Martín e Ruiz (2004), o modelo proposto permite que se calculem as perdas angulares integradas ao longo de períodos de tempo e, assim, obter diariamente, as perdas angulares mensais ou anuais (AAL). Com a quantificação destas perdas é possível avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos em condições reais de funcionamento:

$$AAL = \frac{\int_{year} I_{sc}^{nl} dt - \int_{year} I_{sc}^{wl} dt}{\int_{year} I_{sc}^{nl} dt} \cong \frac{\sum_{year}^{hour} I_{sc}^{nl} - \sum_{year}^{hour} I_{sc}^{wl}}{\sum_{year}^{hour} I_{sc}^{nl}} \quad (65)$$

onde:  $(I_{sc}^{wl})$  é a corrente gerada com as perdas angulares e  $(I_{sc}^{nl})$  é a corrente gerada sem perdas angulares. Para esse efeito, são necessários dados horários solares típicos da radiação característica da localização.

### 3.6. Distância mínima entre fileiras de módulos em um gerador fotovoltaico

Para Brecl e Topic (2011), em estudo realizado em um sistema fotovoltaico localizado na cidade de Ljubljana, capital da Eslovênia, constataram que a produção de energia elétrica por geradores fotovoltaicos é afetada diretamente não somente pela orientação dos módulos fotovoltaicos e por seu ângulo de inclinação, mas também pelo sombreamento, sendo esta, uma das causas mais comuns na redução da produção de energia elétrica em um gerador fotovoltaico.

Sendo assim, o sombreamento é um fator que deve ser avaliado ainda na fase de elaboração do projeto, de forma a adequar a instalação do gerador fotovoltaico, evitando não só a interferência dos chamados “agentes externos” (do entorno próximo), mas o também do chamado autossombreamento. Desta forma é primordial definir o espaçamento mínimo entre as fileiras de módulos em um gerador fotovoltaico, o que irá a eliminar a possibilidade do autossombreamento.

GREENPRO (2004), apresenta um modelo para a definição da distância mínima entre fileiras de um gerador fotovoltaico é dada pela equação, a saber:

$$d_{strings} = \frac{comp_{módulo} \cdot \text{sen}(180^\circ - \beta - \gamma)}{\text{sen}\gamma} \quad (66)$$

onde:  $comp_{módulo}$  é o comprimento e  $\beta$  a inclinação do módulo fotovoltaico, respectivamente, e  $\gamma$  é o ângulo solar de altitude, que é o ângulo formado entre a radiação direta e uma superfície horizontal.

O ângulo de solar de altitude é definido por (DUFFIE E BECKMAN, 2006), como sendo:

$$\text{sen}\gamma = \cos\phi\cos\delta\cos\omega + \text{sen}\phi\text{sen}\delta \quad (67)$$

Na Figura 37 é apresentado um esquema para identificação das componentes do modelo de definição do espaçamento mínimo necessário para se evitar o autossombreamento em um gerador fotovoltaico.

**Figura 37 - Indicação do espaçamento mínimo entre fileiras**



Fonte: Adaptado de Brecl e Topic (2011)

## **4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL**

Os mecanismos de degradação em módulos fotovoltaicos ditam as causas de falhas e modos de degradação e, por consequência, a progressão relativa destes sintomas. Segundo TamizhMani e Kuitche (2012), um mecanismo de falha é responsável pelo modo de falha e poderia ser desta forma a origem de um ou mais efeitos de falha.

Observações realizadas em módulos expostos em campo indicam que os modos de degradação são os responsáveis por perda de desempenho e falhas que podem ser de cinco tipos, a saber: degradação de materiais de embalagem; perda de aderência do encapsulante; degradação das interconexões da célula/módulo; degradação causada pela entrada de umidade e a degradação do dispositivo semicondutor.

A metodologia abrangeu os seguintes procedimentos:

- Caracterização dos sistemas fotovoltaicos estudados;
- Implementação de uma metodologia para inspeção visual dos sistemas fotovoltaicos;
- Caracterização climatológica das regiões de instalação dos sistemas fotovoltaicos instalados em Minas Gerais;
- Caracterização dos modos de degradação em módulos fotovoltaicos;
- Ensaio e testes elétricos e térmicos dos sistemas fotovoltaicos degradados

Assim será apresentada a metodologia a ser utilizada para identificação dos modos de degradação em módulos fotovoltaicos e as respectivas perdas de desempenho dos módulos fotovoltaicos, devido a problemas de falha ou de durabilidade dos mesmos.

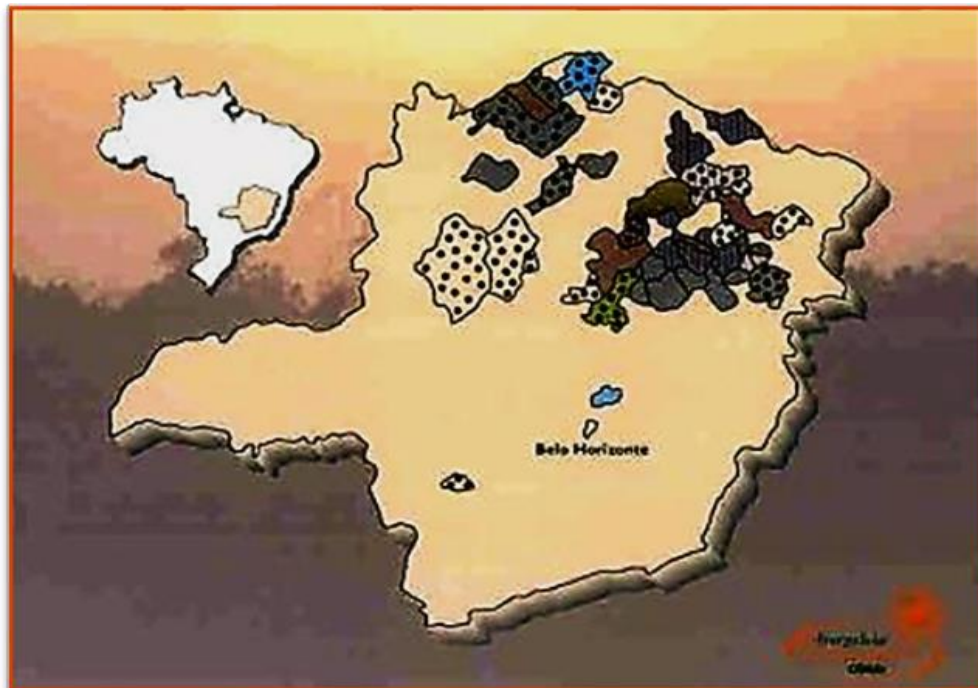
### **4.1. Caracterização dos sistemas fotovoltaicos estudados**

Segundo DINIZ e outros (2000), entre os anos de 1994 a 1999, foram instalados na área de concessão da CEMIG Distribuição S.A., 1.232 sistemas fotovoltaicos em 40 municípios nas regiões Norte e Leste de Minas Gerais, dentro de programas de pré-eletrificação rural, visando atender, sobretudo residências, centros comunitários,



estações de bombeamento d'água e escolas rurais. Na Figura 38 é apresentado um mapa do estado de Minas Gerais destacando as regiões do estado onde estes sistemas fotovoltaicos foram implantados.

**Figura 38 - Regiões do estado de Minas Gerais onde foram instalados SFV**



Fonte: Adaptado de CEMIG (2001)

Segundo os mesmos autores, os sistemas fotovoltaicos isolados instalados eram compostos por gerador fotovoltaico, constituído de um ou mais módulos fotovoltaicos, e por um conjunto de equipamentos complementares, incluindo subsistemas de condicionamento de potência e de armazenamento. A potência dos sistemas fotovoltaicos empregados na pré-eletrificação rural variavam de acordo com a aplicação, a que se destinava o sistema. Na Figura 39 são apresentadas instalações que receberam sistemas fotovoltaicos isolados na fase da pré-eletrificação rural em Minas Gerais, dentro dos programas em parceria com DOE, NREL- USA, GIZ, KFW, MME – CEPEL / PRODEEM (Programa de desenvolvimento energético dos Estados e municípios), Programas Luz Solar, Luz no Saber - CEMIG.

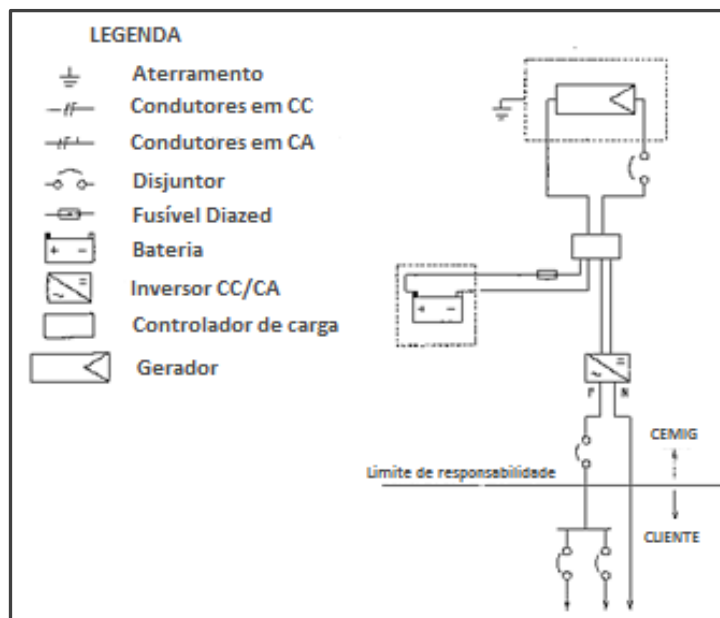
**Figura 39 - Sistemas fotovoltaicos instalados em comunidades rurais**



Fonte: Adaptado de CEMIG (2001)

Na Figura 40 é apresentado diagrama unifilar dos sistemas fotovoltaicos isolados instalações na fase da pré-eletrificação rural em Minas Gerais.

**Figura 40 - Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico isolado**



Fonte: Adaptado de CEMIG (2003)

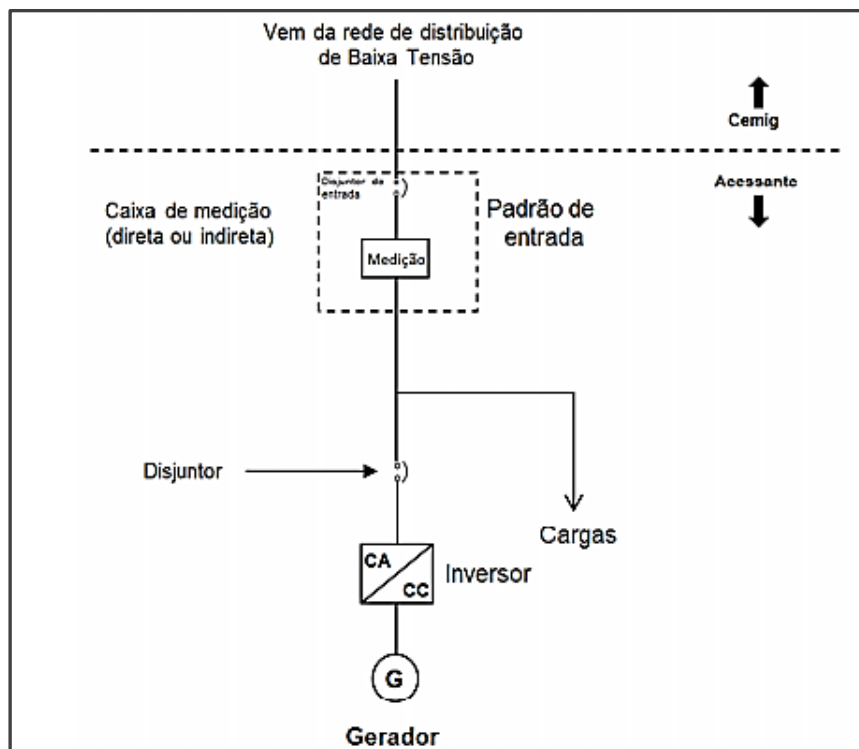
Apesar de estes sistemas terem passados por manutenções corretivas periódicas, executadas pelo corpo técnico da CEMIG, não é prática usual realizar uma avaliação rigorosa de confiabilidade e desempenho de operação, visto que não foram

realizadas inspeções focadas na identificação de qualquer tipo de envelhecimento nos módulos ou de outros mecanismos de degradação.

Desta forma, todos estes módulos que estão ou estiveram em operação há mais de 15 anos, contêm informações valiosas para mapear o desempenho do gerador fotovoltaico. Pode contribuir também para as tomadas de decisões sobre investimentos futuros em sistemas fotovoltaicos e seleção de tecnologia apropriada para um melhor desempenho em regiões de Minas Gerais.

Na Figura 41 é apresentado diagrama unifilar dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição na área de concessão da CEMIG Distribuição SA.

**Figura 41 - Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico conectado à rede**



Fonte: Adaptado de CEMIG (2012)

#### 4.2. Implementação de uma metodologia para inspeção visual dos sistemas e módulos fotovoltaicos

De acordo com FREITAS SOUZA (2014), a inspeção de sistemas fotovoltaicos, sejam eles do tipo isolado ou conectado à rede elétrica, tem como objetivo além da verificação de seu correto funcionamento, identificar possíveis falhas no mesmo, o que possibilitará uma intervenção com a finalidade de garantir seu desempenho de

maneira satisfatória, tornando-o cada vez mais confiável. Assim, uma metodologia para avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico, de forma sistemática, permite acompanhar a evolução da energia gerada e sinalizar a necessidade de intervenções e manutenções em níveis diferenciados.

A partir deste pressuposto, o autor desenvolveu um procedimento que baseado nos estudos de WOHLGEMUTH e KURTZ (2011), possibilitou inspecionar e avaliar detalhadamente geradores fotovoltaicos de sistemas isolados ou conectados à rede.

Os procedimentos consistiram em:

- Análise da etiqueta com as informações básicas do equipamento;
- Avaliação das medições realizadas em campo, anteriormente, e dos parâmetros elétricos dos mesmos;
- Inspeção visual em campo ou almoxarifado nas condições físicas dos módulos fotovoltaicos, procurando identificar falhas na estrutura física e elétrica dos módulos fotovoltaicos;
- Identificação das possíveis interferências externas ao sistema que poderá comprometer o funcionamento e desempenho do gerador fotovoltaico.
- Seleção dos módulos com sinais avançados de degradação;
- Retirada de campo ou armazenamento dos módulos degradados, para análise laboratorial;
- Avaliação dos módulos em laboratório e realização de testes elétricos ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ,  $P_{mp}$ ) e térmicos (pontos quentes através de imageamento termográficos)

Durante a inspeção em um gerador fotovoltaico, várias causas de degradação do desempenho elétrico do mesmo podem ser encontradas e as mais observadas geralmente estão relacionadas com os processos de fabricação, transporte e manuseio inadequado, condições climatológicas dos locais de instalação, intempéries, e até o vandalismo.

Assim de acordo com FREITAS SOUZA (2014), as possíveis falhas que podem ser identificadas em um módulo fotovoltaico são: vidro frontal quebrado, lascado, sujo; infiltração de umidade; rompimento das interconexões entre células solares ou a corrosão das mesmas; a delaminação do encapsulante; estrutura danificada ou solta; descoloração da camada antirrefletante (AR), célula quebrada, microfissuras (*micro*

*crack*), manchas; pontos quentes e avarias na caixa de junção.

Na Figura 42 é apresentado um guia prático destacando os principais itens a serem observados quando da realização de uma inspeção visual em módulos fotovoltaicos, elaborado por FREITAS SOUZA (2014), que será realizado neste estudo.

**Figura 42 - Guia Prático para Inspeção em Geradores Fotovoltaicos**

Guia de Inspeção em Gerador Fotovoltaico - Controle de Falhas por Inspeção Visual		
Informações Básicas		Registro
Fabricante:		
Modelo dos Módulos:		
Tipo da Célula: (mono-Si, poli-Si, a-Si, CdTe, CIGS/CIS)		
Data Fabricação:		
Característica Elétricas: (Pmax; Voc; Isc; Vmax; Imax)		
Potência do GFV:		
Tensão do Sistema:		
Corente do Sistema:		
Total de Strings:		
Data da Instalação:		
Inspeção no Gerador Fotovoltaico - Responsável: _____		Data Realização: ___ / ___ / ___
Estrutura		Periodicidade
Moldura (desencaixada / amassada / torta):		Semestral/Anual
Infiltração:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Vidro		Periodicidade
Quebrado / Lascado:		Semestral/Anual
Sujo / Sombreado:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Célula		Periodicidade
Manchas (escurecimento e/ou clareamento):		Semestral/Anual
Quebrada / Rachada:		Semestral/Anual
Dilaminação do Encapsulante:		Semestral/Anual
Bolhas:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Célula		Periodicidade
Grade Rompida / Solda Rompida:		Semestral/Anual
Corrosão:		Semestral/Anual
Anomalia Térmica nas Conexões:		Semestral/Anual
Parte Posterior: Backsheet		Periodicidade
Bolhas:		Semestral/Anual
Rachaduras:		Semestral/Anual
Queimaduras:		Semestral/Anual
Deformação:		Semestral/Anual
Parte Posterior: Caixa de Junção		Periodicidade
Tampa (quebrada / faltando):		Semestral/Anual
Adesivo / Fixação:		Semestral/Anual
Corrosão:		Semestral/Anual
Condutores & Conectores		Periodicidade
Anomalia Térmica:		Semestral/Anual
Má Conexão:		Semestral/Anual
Quebradiça:		Semestral/Anual
Medições & Ensaio - GFV		Periodicidade
Curva I-V - Gerador:		Anual
Curva I-V - Strings:		Anual
Curva I-V dos Módulos Sinais de com degradação:		Anual
Ensaio Termográfico:		Anual

Fonte: Adaptado de Freitas Souza (2014)

A investigação sobre a degradação de módulos instalados em Minas Gerais começou com uma avaliação do histórico de falhas dos mesmos através da análise do banco de dados da CEMIG. Isto foi seguido por uma seleção de sistemas fotovoltaicos isolados típicos, baseados em: anos de exposição em campo; seleção de módulos fotovoltaicos armazenados em estoque da CEMIG por terem sido desativados ou mesmo substituídos por causa de problemas de desempenho. Todos os módulos selecionados são compostos por células de Silício cristalino.

A partir da avaliação do banco de dados, foram selecionados vinte módulos dos sistemas mais antigos do armazenamento. Tipicamente foram escolhidos os módulos mais danificados e apresentando modo de degradação em estado avançado.

Foram selecionados do banco de dados da CEMIG sistemas com problemas de manutenção e com mais 10 anos de exposição em campo. Uma amostra destes sistemas fotovoltaicos foi inspecionada no campo durante as visitas técnicas, seguindo procedimento estabelecido por FREITAS SOUZA (2014). A Figura 43 apresenta sistema fotovoltaico isolado, instalado em 1997, em escola primária na comunidade rural do Algodoeiro em Diamantina, e que teve seus módulos fotovoltaicos substituídos quando de inspeção técnica visual.

**Figura 43 - Inspeção visual e técnica para avaliação em SFV**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

Os módulos fotovoltaicos identificados com os piores modos de degradação foram retirados do campo para análise e teste no Laboratório de confiabilidade e durabilidade de Energia Fotovoltaicas do GREEN Solar PUC Minas em Belo Horizonte. Estes foram inspecionados seguindo os procedimentos desenvolvidos no NREL, (Wohlgemuth e Kurtz, 2011), e adaptado por Souza (2014), para identificar os

principais modos de degradação nos módulos fotovoltaicos e as causas de falha nos outros equipamentos BOS (inversores, controladores de carga, e baterias). Os módulos fotovoltaicos foram também examinados avaliando as condições de instalação (posicionamento e sujeidade). Isto incluiu a inspeção visual do posicionamento, ângulo de incidência e grau de sujeidade, a não uniformidade (especialmente para os módulos moldados), e quaisquer indicações de cimentação.

#### **4.3. Avaliação dos impactos da degradação através de ensaios e testes elétricos e térmicos dos módulos fotovoltaicos degradados**

Seguindo os procedimentos estabelecidos para a realização de inspeção visual detalhada, o estudo das perdas elétricas e térmicas foi realizado apenas nos módulos selecionados na inspeção visual com algum tipo de degradação ou sinais de desgaste natural (tanto para os módulos armazenados e do campo). Os testes nos módulos foram iniciados com a avaliação das características elétricas dos mesmos. Para tanto, foram realizadas medições dos parâmetros elétricos dos módulos através de sua curva I-V.

As curvas características dos módulos foram obtidas utilizando um traçador de curva I-V, e também por meio de uma montagem em laboratório, utilizando uma carga resistiva de  $100\Omega$ , um potenciômetro e o *software Laboratory Virtual Instruments Engineering Workbench* (LabView), ferramenta utilizada para realização de medições e automação, que permitiu a manipulação dos dados adquiridos.

Nestes ensaios, também foram utilizados outros instrumentos como piranômetros, sensores de temperatura (termopares), potenciômetros, termômetros e instrumentos de medição de corrente e tensão elétrica. Os testes foram realizados em um dia de céu limpo, em horário entre as 11h00min e 13h00min horas, a temperatura média ambiente foi de  $22,5^{\circ}\text{C}$  e radiação solar média global registrada foi  $961,06 \text{ kWh/m}^2$ .

Após as medições dos parâmetros elétricos, foram realizados os imageamentos termográficos apenas nos módulos que apresentavam degradação ou estiveram sujeitos a sombreamento acentuado.

A identificação e avaliação dos possíveis pontos quentes, o imageamento foi realizado utilizando uma câmara termográfica *THERMO TRACER mod. TH7102 MX*, fabricada pela *NEC – San-ei Instruments, Ltd.* As imagens geradas foram tratadas a

partir do *software TH71-713 Report Generator Program – Ver. 1.5Ba*, fornecido pelo fabricante da câmara.

Para este ensaio, foram adotados os procedimentos estabelecidos pela norma IEC 61215 (2005). A Figura 44 apresenta as imagens de módulos fotovoltaicos sendo ensaiados no GREEN Solar PUC Minas em Belo Horizonte após criteriosa seleção quando de inspeção técnica visual.

**Figura 44 - Testes outdoor em módulos selecionados GREEN Solar PUC Minas**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

Os módulos também foram examinados quanto ao grau de sujeidade, e materiais foram coletados para exames posteriores visando identificar as características químicas e físicas dos materiais depositados sobre os mesmos.

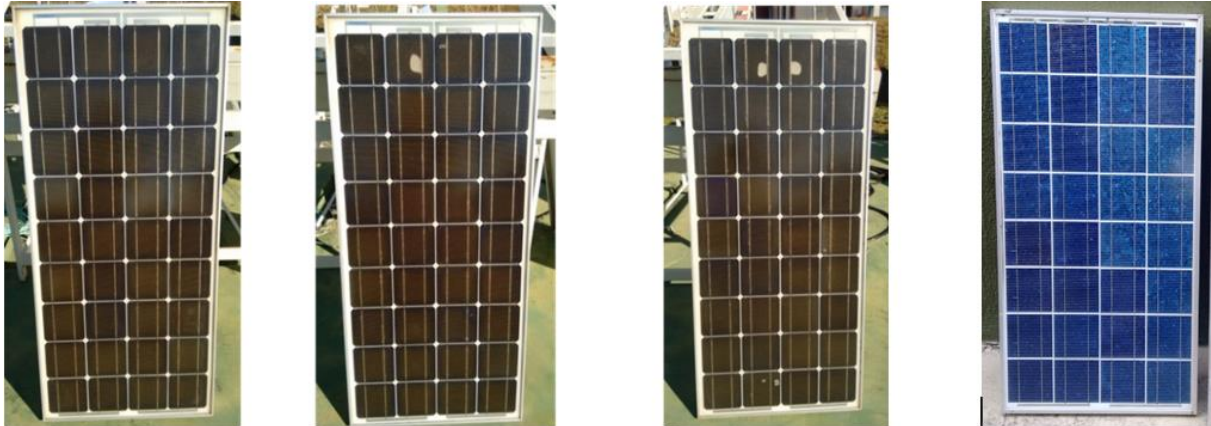
Entre os vários módulos que foram inspecionados visualmente e posteriormente submetidos a testes elétricos, quatro módulos foram selecionados, sobretudo em função do grau de degradação física. Na Figura 45 observam-se módulos fotovoltaicos que foram selecionados depois de ensaiados no GREEN Solar PUC Minas.

Os critérios de seleção adotados dos módulos enviados para ensaios foram: tipos de células solares; data de fabricação; tempo de permanência em campo e tipos e grau de degradação nos mesmos.

Os referidos módulos foram devidamente limpos, embalados e levados para o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade São Paulo (LSF- IEE/USP).



**Figura 45 - Módulos seleccionados para ensaios no LSF – IEE/USP**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

No referido laboratório, foram realizados em um simulador solar fabricado pela *Pasan Mesurent Systens verson R2.4.0*, o teste de flash que teve como finalidade medir a conformidade de um módulo fotovoltaico através de seu desempenho elétrico de saída. Durante o teste, o módulo fotovoltaico foi exposto ao flash de luz, de curta duração (de 1 a 30 milissegundos) de uma lâmpada de arco de Xénon, cujo espectro de luz gerado é o mais próximo do espectro da radiação solar. Os parâmetros elétricos de saída foram recolhidos e tratados por *software* instalado em computador, dedicado para aquisição e tratamento dos dados obtidos no ensaio.

Os dados obtidos foram comparados com os de um módulo fotovoltaico de referência calibrado para radiação solar padrão. Os resultados obtidos no teste de flash, após tratamento pelo *software*, foram comparados com as especificações técnicas do módulo fotovoltaico ensaiado, disponibilizadas pelo fabricante do mesmo.

Na Figura 46 observa-se o simulador solar instalado no Laboratório de Sistemas Solar - LSF do IEE/USP em São Paulo.

A realização dos ensaios indoor (teste flash) realizados no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE/USP visou à obtenção das principais características elétricas de saída dos módulos fotovoltaicos com sinais de degradação, e a partir destas, traçar as respectivas curvas I-V e P-V, determinando o valor da resistência série ( $R_s$ ) e a taxa de degradação dos mesmos.

Todos os cálculos foram realizados por meio de *software* disponibilizado pelo fabricante do simulador solar.

**Figura 46 - Simulador solar para teste de flash do LSF – IEE/USP**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

#### 4.3.1. Softwares de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos

- *PVSyst 5* - *software* especializado na simulação de sistemas fotovoltaicos, completo e repleto de ferramentas e funcionalidades úteis. Foi desenvolvido até a versão 5.4 no Grupo de Energia do Instituto de Ciências do Ambiente da Universidade de Genebra, na Suíça. Atualmente desenvolvido e distribuído pela PVSyst SA, também da Suíça. Este *software* dispõe de atualizações contínuas, sendo a versão utilizada neste trabalho é a 5.53.1 de 21 de outubro de 2011;
- *EnergyPlus* - *software* de simulação desenvolvido e atualizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos - U.S. DOE. Tem como objetivo realizar todas as simulações de energia relacionadas a construções. Ele modela aquecimento, refrigeração, iluminação, ventilação, outros fluxos de energia e usos de água. O *software* é atualizado com frequência, a versão utilizada neste trabalho foi a 6.0.0.023 de novembro de 2010.
- *SketchUp* - *software* gratuito que foi utilizado neste trabalho para gerar as entradas de geometria e posicionamento utilizadas nas simulações. É um *software* de desenho tridimensional produzido e mantido pelo *Google* e possui a capacidade acessar fotos do *Google Earth*, estabelecer a localização do que se está desenhando e carregar construções já modeladas. A versão utilizada neste trabalho do *SketchUp* foi a 8;

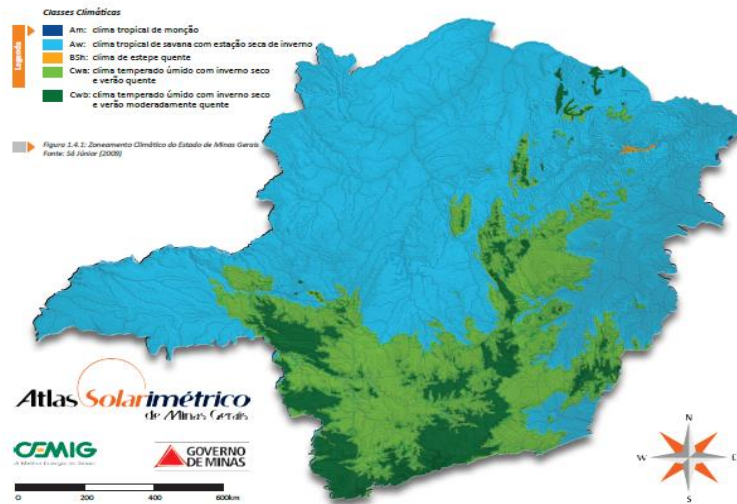
- *Google Earth* - software desenvolvido e distribuído pela *Google*, cuja função é apresentar um modelo tridimensional do globo terrestre, construído a partir de mosaico de imagens de satélite obtidas de fontes diversas como imagens aéreas e *GIS 3D*. Desta forma, o programa pode ser usado simplesmente como um gerador de mapas bidimensionais e imagens de satélite ou como um simulador das diversas paisagens existentes. Desta forma é possível identificar lugares, construções, cidades, paisagens, entre outros elementos. *Google Earth* foi utilizado neste trabalho em sua versão a versão gratuita;
- *Sunny Portal* - sistema de aquisição de dados que envia as informações para o portal de monitoramento de sistemas fotovoltaicos da *Solar Technology AG* (SMA), empresa que atua no desenvolvimento, produção e comercialização de equipamentos para sistemas fotovoltaicos;
- O *LabView* - é uma linguagem para programação gráfica originária da empresa *National Instruments*. Os principais campos de aplicação são na realização de medições e a automação. A programação é feita de acordo com o modelo de fluxo de dados, o que oferece a esta linguagem vantagens para a aquisição de dados e para a sua manipulação. A linguagem gráfica do *LabView* é chamada "G".

#### **4.4. Estudo do impacto da degradação devido as condições climatológicas no desempenho elétrico e térmico**

Baseado nas informações contidas no atlas solarimétrico de Minas Gerais, todos os sistemas fotovoltaicos foram inseridos em zona caracterizada como Savana tropical, sendo uma região plana, com vegetação predominante de gramíneas, com árvores esparsas e arbustos isolados ou em pequenos grupos. A água é escassa (semiárida), o clima é tropical com duas estações: uma quente e seca e outra chuvosa.

Na Figura 47 é apresentado mapa com as classes climáticas do estado de Minas Gerais.

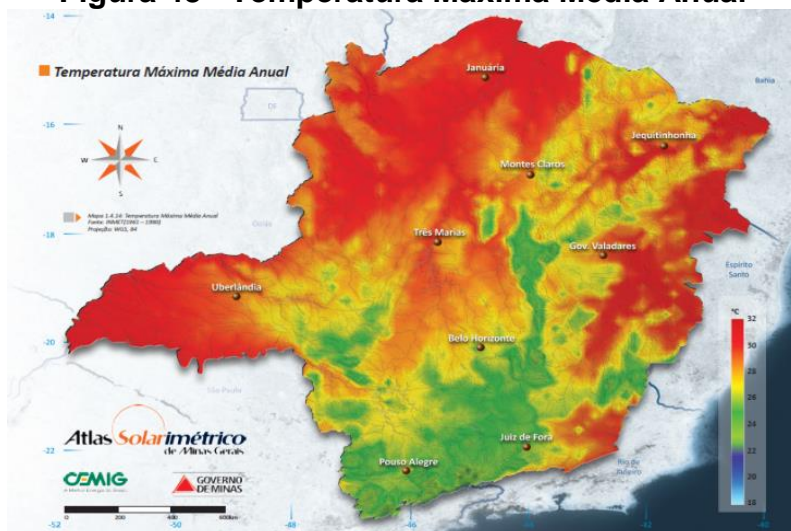
**Figura 47 - Classes Climáticas no Estado de Minas Gerais**



Fonte: CEMIG (2012)

A temperatura ambiente é um dos fatores que contribui para um bom desempenho de um gerador fotovoltaico, mas ela também pode contribuir para aceleração no processo de degradação dos módulos fotovoltaicos. A temperatura máxima média anual nas regiões onde foram instalados os sistemas fotovoltaicos varia entre 28° e 32°C. Na Figura 48 é apresentado mapa com a temperatura máxima média anual para as regiões Norte e Leste do estado de Minas Gerais.

**Figura 48 - Temperatura Máxima Média Anual**

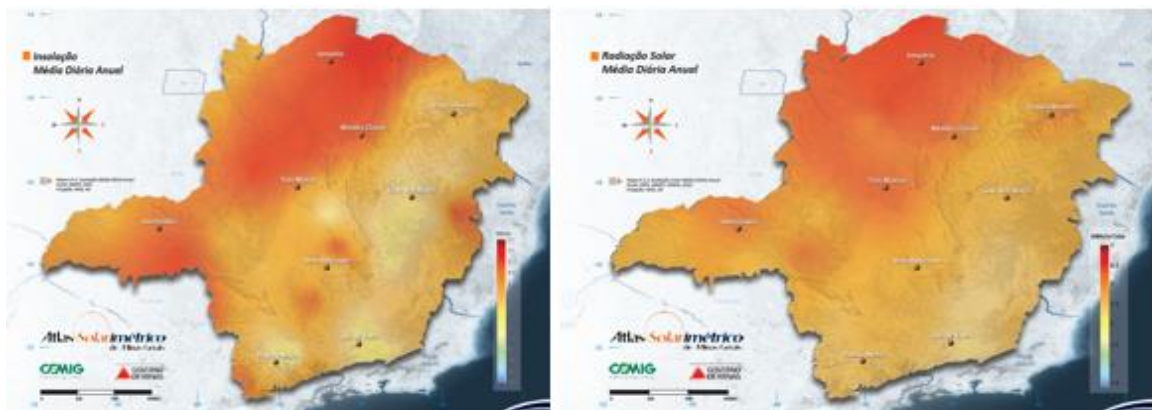


Fonte: CEMIG (2012)

Além da temperatura ambiente, a insolação e os níveis de radiação solar são fatores climáticos decisivos para o bom desempenho de um gerador fotovoltaico, sobretudo para a definição da quantidade de energia elétrica que será gerada, a partir

da energia radiante que é disponibilizada ao gerador fotovoltaico. Porém níveis elevados de radiação solar podem comprometer o bom funcionamento das células solares de Silício cristalino, sobretudo em locais onde a temperatura ambiente também é elevada. Na Figura 49 são apresentados os mapas de insolação média diária que varia entre 8 e 9,5 horas, e da radiação solar média diária que também varia entre 6 e 7 kWh/m<sup>2</sup> para as regiões Norte e Leste do estado de Minas Gerais.

**Figura 49 - Mapas: Insolação Média Diária e Radiação Solar Média Diária**



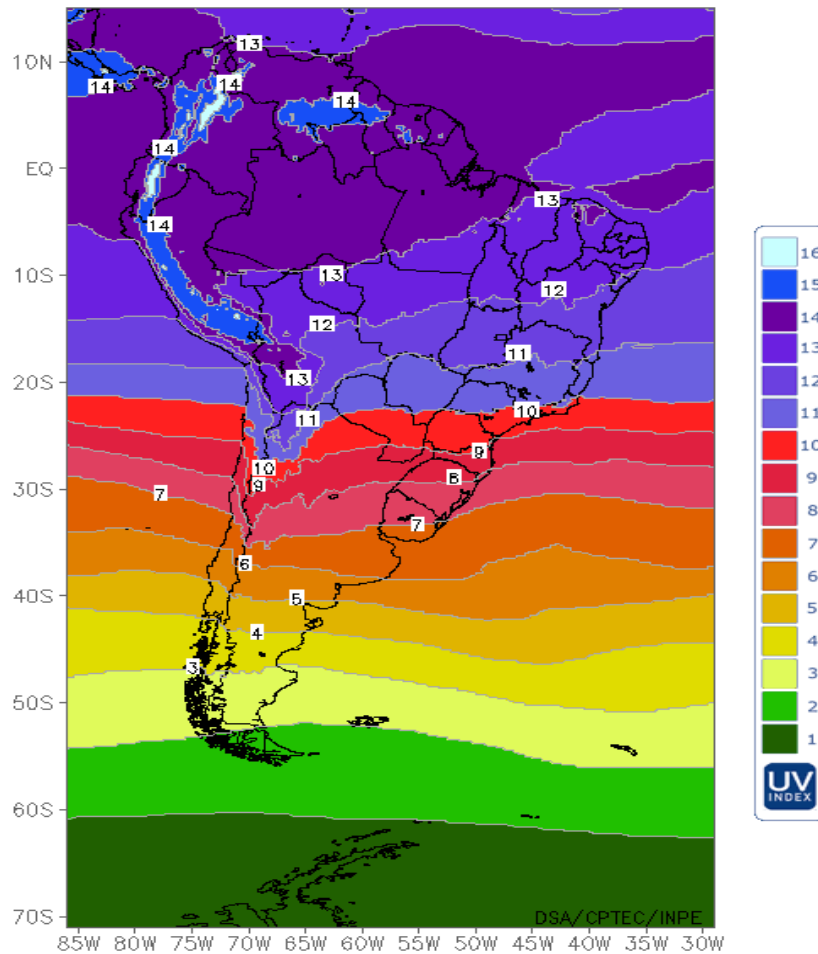
Fonte: CEMIG (2012)

Na Figura 50 é apresentado o mapa da incidência de ultravioleta na América do Sul, onde se pode verificar o índice máximo diário de incidência da radiação ultravioleta nas regiões Norte e Leste do estado de Minas Gerais. O nível de UV para as regiões em questão é considerado muito alto pois como pode-se constatar, em uma escala que varia em 1 e 16, o índice em ambas as regiões chega a 12.

CARVALHO (2007) muito bem observou que a luz emitida pela radiação ultravioleta (de 200 a 380nm) tem maior energia do que a luz emitida na região do visível (de 380nm a 780nm), e sua intensidade de energia é inversamente proporcional ao comprimento de onda. Desta maneira, quanto menor o comprimento de onda, maior a energia de radiação.

Desta forma, módulos fotovoltaicos instalados em locais com níveis elevados de UV, estarão mais sujeitos à degradação física do polímero encapsulante de suas células solares.

**Figura 50 - Índice de Radiação Ultravioleta máximo diário**



Fonte: Adaptado de DAS / CPTEC / INPE (2016)

#### 4.5. Influências do posicionamento do gerador fotovoltaico e do ângulo de Incidência na degradação dos módulos fotovoltaicos

Para realização dos estudos e avaliações dos efeitos do sombreamento, do ângulo de incidência e do ângulo azimutal no desempenho elétrico e na aceleração da degradação de módulos fotovoltaicos foram analisados dois sistemas distintos instalados em Sete Lagoas e Belo Horizonte.

O primeiro estudo de caso, foi no gerador fotovoltaico de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica, instalado em Sete Lagoas, na fachada norte do Prédio 4 da UniverCemig. A potência instalada do gerador é de 3,86kWp, o mesmo possui três *strings*, sendo: um composto por onze módulos fotovoltaicos modelo KC 120, outro com dezesseis módulos modelo KC 80 e um terceiro com vinte oito módulos modelo K45S. Todos os módulos possuem células solares de Silício policristalino, foram fabricados pela *Kyocera Solar* e estão em

operação desde 2004.

O segundo caso abordado, foi o gerador fotovoltaico de um sistema também conectado à rede, que está instalado junto ao Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG, localizado no Bairro São Gabriel, em Belo Horizonte. A potência do gerador é de 3,15kWp, sendo formado por quarenta e cinco módulos fotovoltaicos modelo SP 70, fabricados pela *Shell Solar* com células solares em Silício monocristalino. O mesmo possui três *strings* e está em operação desde 2005.

Ambos os sistemas têm seus dados elétricos monitorados por sistemas de aquisição cujos os dados são disponibilizados na web via o *Sunny Portal* da SMA *Solar Technology AG*, fabricante alemã de equipamentos para sistemas fotovoltaicos.

BARBOSA e outros (2012) e COSTA (2014) realizaram estudos diversos e distintos, objetivando simular o comportamento elétrico dos sistemas em questão. Duas simulações distintas foram realizadas para o sistema de 3,85kWp instalado na UniverCemig em Sete Lagoas e uma simulação do sistema de 3,15kWp instalado no Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG em Belo Horizonte.

De acordo com BARBOSA e outros (2012), para a realização das simulações do sistema instalado na UniverCemig, devido à proximidade de Sete Lagoas e Belo Horizonte e considerando que as características climáticas de ambas as regiões são semelhantes, optou-se por utilizar os dados climáticos disponíveis para Belo Horizonte no banco de dados do *software EnergyPlus*.

Outro fator importante é que, para as simulações, desprezaram-se todas as possíveis interferências externas aos sistemas capazes como, por exemplo, de projetar sombras sobre o gerador e assim influenciar nos resultados da geração de energia. Para a realização das simulações foram utilizados os *softwares EnergyPlus* versão 6.0.0.023 (de 11/ 2010), o *SketchUp – 8* e o *Google Earth*.

Para a realização da simulação do sistema instalado no Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG São Gabriel, os dados climáticos (temperatura e radiação) para o local da instalação foram obtidos do banco de dados do *software PVSyst* versão 5.53.1 (de 21/10/2011), que foi a ferramenta utilizada para esta simulação, em conjunto com os *softwares SketchUp – 8* e *Google Earth*.

## 5. RESULTADOS

A partir da inspeção visual realizada nos módulos fotovoltaicos que estavam ainda em operação e nos armazenados em depósitos da CEMIG, é que se identificou principais modos de degradação.

### 5.1. Avaliação dos impactos da degradação em módulos fotovoltaicos selecionados nas inspeções visuais, através de testes elétricos e imageamento termográfico

Os modos de degradação mais identificados entre os módulos fotovoltaicos avaliados foram o escurecimento gradual ou *browning* e a delaminação do encapsulante. Constatou-se também a existência de alguns módulos com componentes, geralmente células solares e *backsheet*, visivelmente danificados devido à presença de pontos quentes.

Ao realizar o imageamento termográfico (IR) dos módulos fotovoltaicos degradados selecionados durante a inspeção visual, verificou-se que uma característica comum entre os mesmos foi a existência de pontos quentes.

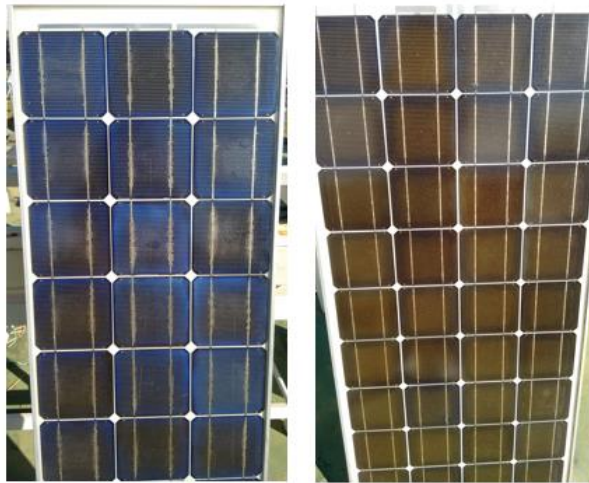
Os modos de degradação foram classificados como sendo resultado da combinação entre três fatores, a saber: elevada incidência de radiação ultravioleta; elevadas horas de insolação e de elevadas temperaturas de operação em função do clima nas regiões Norte e Leste do estado de Minas Gerais.

Também, durante o processo de inspeção e seleção de amostras para este trabalho, identificou-se a existência de módulos fotovoltaicos danificados quando das instalações em campo.

Na Figura 51 é apresentado modo de degradação observado em amostras de módulos fotovoltaicos retirados de campo. É possível verificar a presença de manchas escuras sobre as células solares em função do escurecimento gradual do encapsulante, caracterizando este modo de degradação como sendo *browning*.



**Figura 51 - Módulos de Silício cristalino degradados devido à *browning***



Fonte: Arquivo do autor (2015)

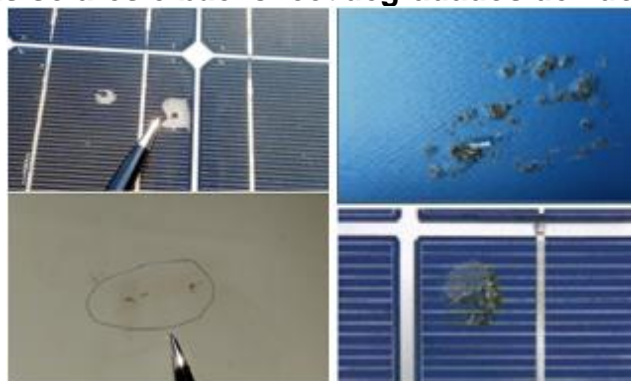
Na Figura 52 é apresentado modos de degradação identificados como sendo delaminação do encapsulante. Já na Figura 53, são apresentados modos de degradação em módulos fotovoltaicos retirados das amostras que foram caracterizados como sendo pontos quentes. Pode-se observar o grau de comprometimento das componentes: células solares e substrato *backsheet*.

**Figura 52 - Módulos degradados devido a delaminação do encapsulante**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

**Figura 53 - Células solares e *backsheet* degradados devido a pontos quentes**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

Na Figura 54 são apresentados módulos fotovoltaicos retirados das amostras que foram danificados quando da instalação em campo. Numa primeira inspeção acredita-se que a célula solar estava danificada devido a existência de pontos quentes, mas numa análise minuciosa verificou-se que os mesmos foram danificados pelo instalador ao “adequar” a furação da estrutura metálica dos módulos à furação da estrutura de suporte e fixação do gerador fotovoltaico ou mesmo por ter utilizado parafuso incompatível (longo) para fixação do mesmo.

**Figura 54 - Módulos danificados quando de instalação em campo**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

Na Figura 55 são apresentados modos de degradação que apresentam deformações no substrato *backsheet*. Esse tipo de degradação se manifesta com maior frequência em módulos fotovoltaicos que estão expostos a temperaturas de operação e ambiente elevadas.

**Figura 55 - Módulos degradados devido a deformações no *backsheet***

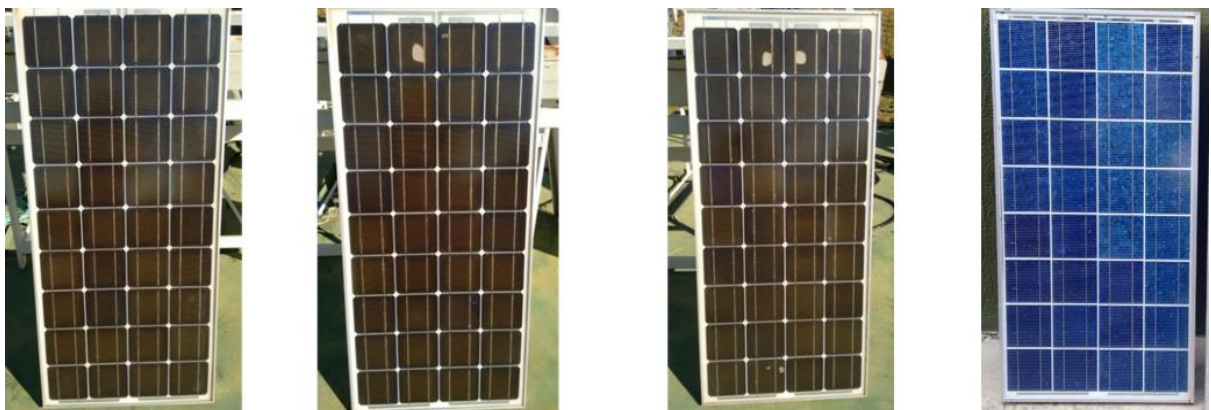


Fonte: Arquivo do autor (2015)

Conforme manifestado no capítulo anterior, quatro módulos foram selecionados sobretudo em função do grau de degradação física, entre os vários módulos que foram inspecionados visualmente e posteriormente submetidos a testes elétricos e termográficos nas instalações do GREEN Solar PUC Minas em Belo Horizonte.

As imagens dos quatro módulos fotovoltaicos que foram selecionados e levados para testes no simulador solar do Laboratório de Sistemas Solar do IEE/USP em São Paulo são apresentados na Figura 56. Os três primeiros módulos (modelos M55), possuem células solares de Silício monocristalino, são de um mesmo fabricante e compunham um mesmo gerador antes instalado em um SFV localizado numa escola rural no município de Salinas (Apêndice A) e o quarto módulo (modelo KC45), confeccionado a partir de células solares de Silício policristalino e foi retirado de um sistema de bombeamento d'água localizado no município de Comercinho (Apêndice 2).

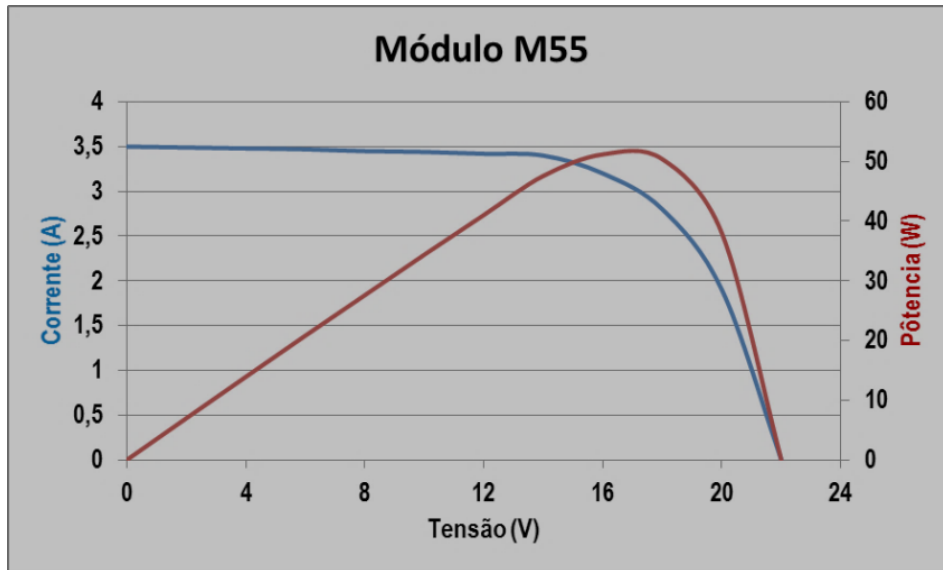
**Figura 56 - Módulos fotovoltaicos enviados para ensaios no LSF – IEE/USP**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

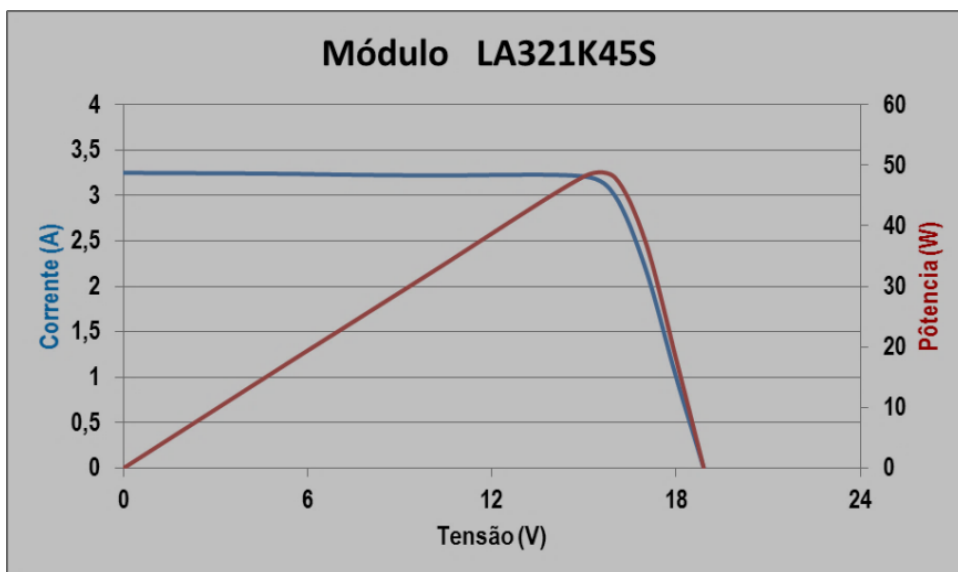
As Figuras 57 e 58 apresentam respectivamente as curvas características de I-V e de P-V dos módulos fotovoltaicos, quando ensaios em condições standards ou seja: quando expostos a uma radiação incidente de  $1.000\text{W}/\text{m}^2$ , com uma massa de ar (AM) de 1,5 e temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ . Estes dados foram disponibilizados pelos fabricantes dos módulos (Apêndice B).

**Figura 57 - Curvas I-V e P-V do módulo M55 em condições *standard***



Fonte: Adaptado de Solartec (Sem data)

Figura 58 - Curvas I-V e P-V do módulo K45S em condições *standard*

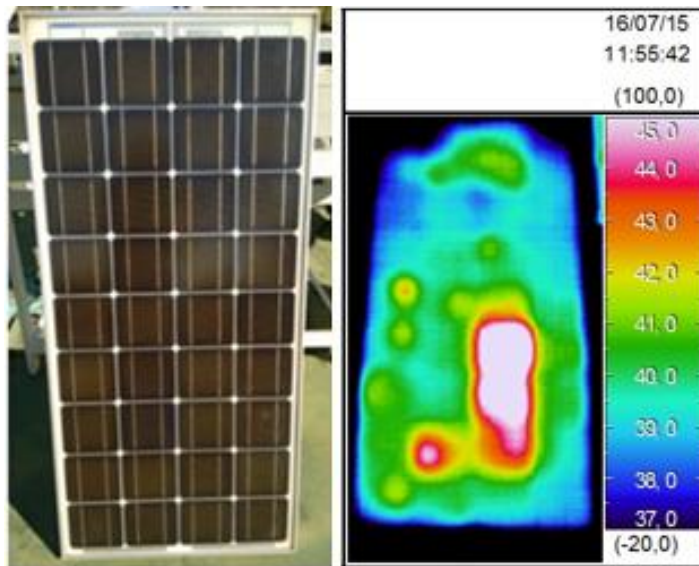


Fonte: Adaptado de Kyocera Solar (Sem data)

O primeiro módulo fotovoltaico (Módulo 1) a passar pelo teste de flash foi um módulo de 55Wp fabricado em 1997, instalado em campo desde 1998. Era componente de um sistema energético que disponibilizava energia elétrica para uma escola rural primária localizada no município de Salinas (Apêndice 1). O módulo esteve em operação por 13 anos e o modo de degradação apresentando no mesmo foi o de escurecimento gradual (*browning*) do encapsulante. A Figura 59 apresenta o imageamento termográfico do Módulo 1 realizado durante o processo de seleção dos

módulos fotovoltaicos ensaiado no LSF – IEE/USP características.

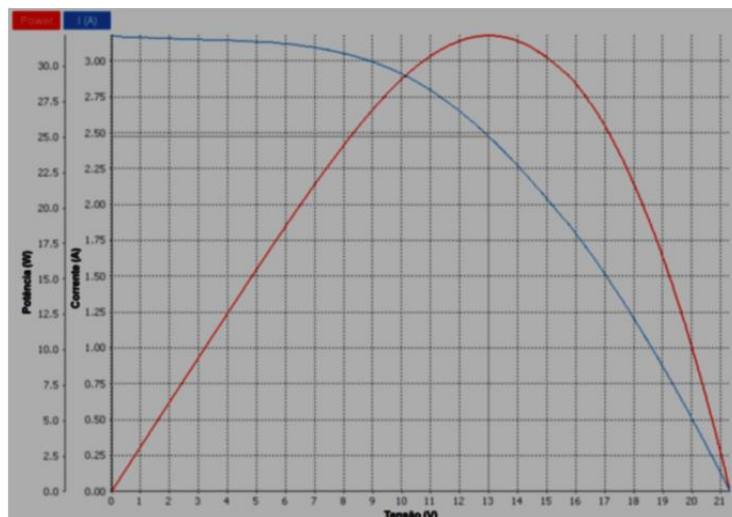
**Figura 59 - Módulo 1 e respectivo imageamento termográfico**



Fonte: Dados de pesquisa (2015)

Figura 60 apresenta as respectivas curvas I-V e P-V, resultado do ensaio realizado no Módulo 1 no LSF – IEE/USP.

**Figura 60 - Curvas I-V e P-V do Módulo 1 geradas a partir de teste de flash**

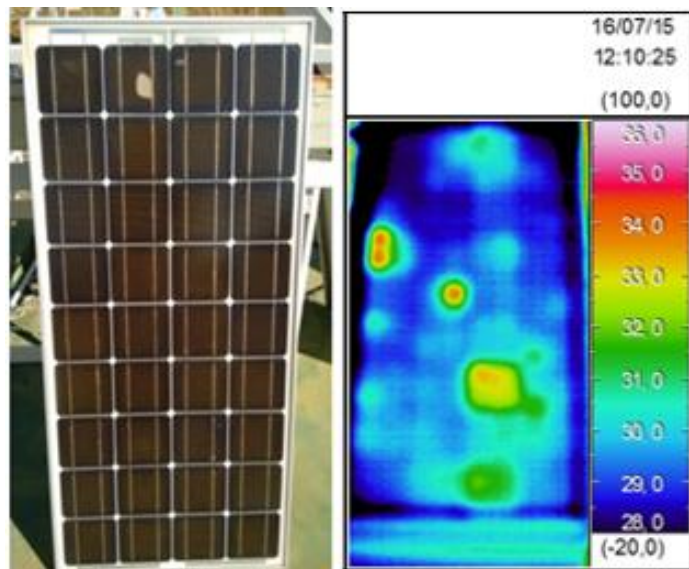


Fonte: Dados de pesquisa (2016)

O segundo módulo fotovoltaico (Módulo 2) ensaiado foi também um módulo de 55Wp fabricado em 1997, instalado em campo desde 1998. O mesmo estava instalado em um sistema energético que disponibilizava energia elétrica para uma escola rural primária localizada no município de Salinas (Apêndice 1). O módulo esteve em

operação por 13 anos e os modos de degradação apresentados no mesmo foram o de escurecimento gradual (*browning*) e a delaminação do encapsulante. Figura 61 apresenta o imageamento termográfico do Módulo 2 realizado durante o processo de seleção dos módulos fotovoltaicos ensaiado no LSF – IEE/USP características.

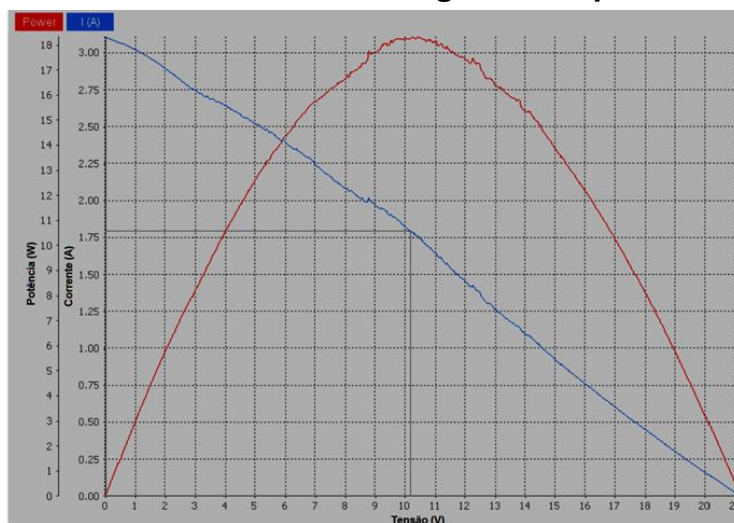
**Figura 61 - Módulo 2 e respectivo imageamento termográfico**



Fonte: Dados de pesquisa (2015)

A Figura 62 apresenta as respectivas curvas I-V e P-V, resultado do ensaio realizado no Módulo 2 no LSF – IEE/USP.

**Figura 62 - Curvas I-V e P-V do Módulo 2 geradas a partir de teste de flash**

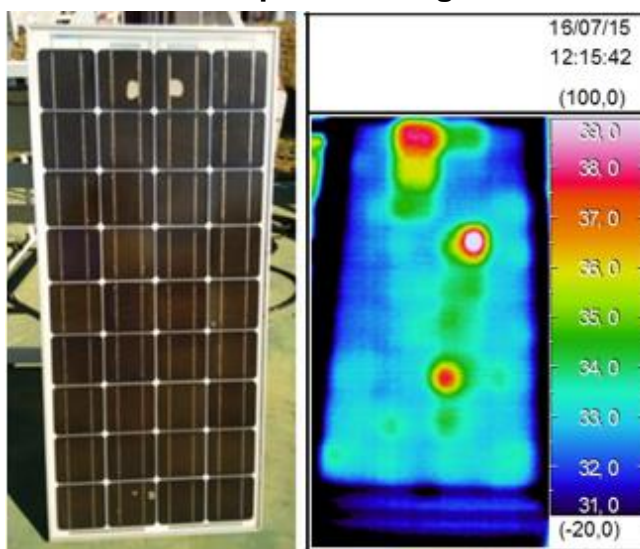


Fonte: Dados de pesquisa (2016)

O terceiro módulo fotovoltaico (Módulo 3), ensaiado foi também um módulo de 55Wp fabricado em 1997, instalado em campo desde 1998, o qual compo um

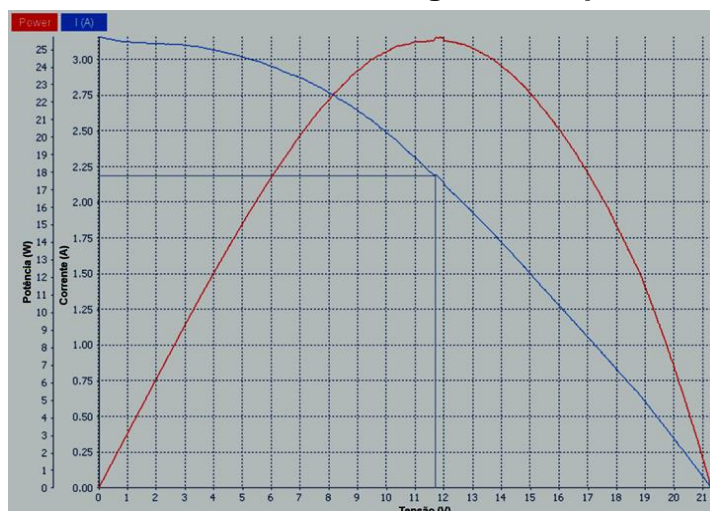
gerador fotovoltaico de um sistema energético que disponibilizava energia elétrica para uma escola rural primária localizada no município de Salinas (Apêndice 1). O módulo esteve em operação por 13 anos e os modos de degradação apresentados neste foram: o escurecimento gradual (browning) e delaminação do encapsulante e pontos quentes. Figura 63 apresenta o imageamento termográfico do Módulo 3 realizado durante o processo de seleção dos módulos fotovoltaicos ensaiado no LSF – IEE/USP características. Já a Figura 64 apresenta as respectivas curvas I-V e P-V, resultado do ensaio realizado no Módulo 3 no LSF – IEE/USP.

**Figura 63 - Módulo 3 e respectivo imageamento termográfico**



Fonte: Dados de pesquisa (2015)

**Figura 64 - Curvas I-V e P-V do Módulo 3 geradas a partir de teste de flash**

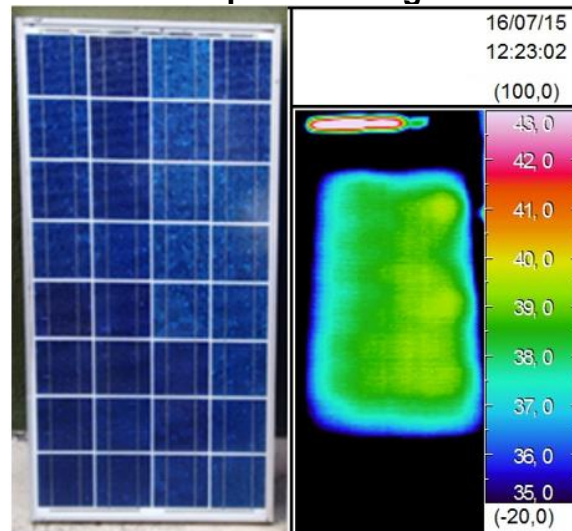


Fonte: Dados de pesquisa (2016)

O quarto e último módulo fotovoltaico (Módulo 4) ensaiado foi um módulo de

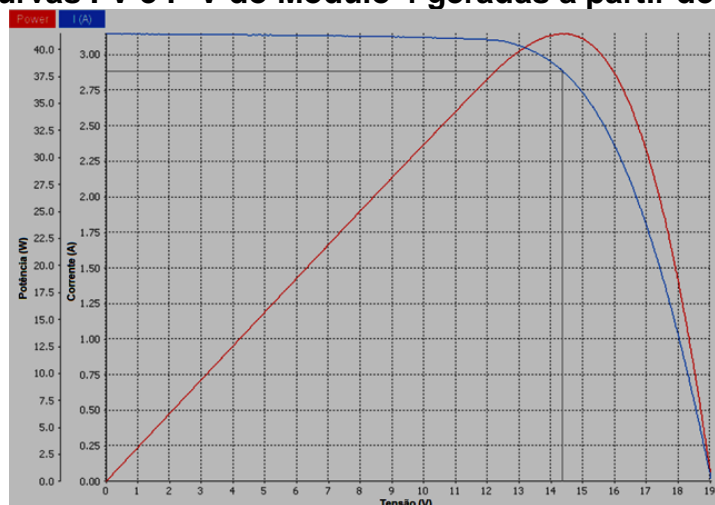
45Wp fabricado em 1996, instalado em campo em 1997. Integrava um sistema energético que disponibilizava energia elétrica para uma estação de bombeamento d'água, localizado em uma comunidade rural no município de Comercinho (Apêndice A). O módulo esteve em operação por 14 anos. Este módulo foi selecionado por ser de uma tecnologia diferente dos outros módulos selecionados para os testes, por ter sido instalado na mesma época e região dos demais e por não apresentar sinais aparentes de processo de degradação. Figura 65 apresenta o imageamento termográfico do Módulo 4 realizado durante o processo de seleção dos módulos fotovoltaicos ensaiado no LSF – IEE/USP. A Figura 66 apresenta as respectivas curvas I-V e P-V, resultado do ensaio realizado no Módulo 4 no LSF – IEE/USP.

**Figura 65 - Módulo 4 e respectivo imageamento termográfico**



Fonte: Dados de pesquisa (2015)

**Figura 66 - Curvas I-V e P-V do Módulo 4 geradas a partir de teste de flash**



Fonte: Dados de pesquisa (2016)



Os resultados obtidos nos ensaios realizados, no LSF do IEE/USP nos módulos selecionados são apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3 - Resultados obtidos em ensaios tipo flash**

Parametros	Módulo Referência	Módulo 1 (55/97)	Módulo 2 (55/97)	Módulo 3 (55/97)	Módulo Referência	Módulo 4 (45/96)
Isc (A)	3,50	3,18	3,14	3,19	3,25	3,15
Im (A)	3,17	2,47	1,80	2,18	3,02	2,89
Voc (V)	21,70	21,34	21,08	21,34	18,90	19,06
Vm (V)	17,40	13,00	10,18	11,71	15,00	14,36
Pm (W)	55,00	32,17	18,28	25,56	45,30	41,46
RS (Ohm)		2,67	6,72	3,95		0,99
Varição Pm %		-41,51%	-66,76%	-53,52%		-8,47%
Taxa de Degradação % (média anual)		-3,19%	-5,14%	-4,12%		-0,61%

Fonte: Adaptado de dados de pesquisa (2016)

Em uma análise dos dados auferidos nos ensaios, observamos nos três primeiros módulos um aumento substancial nos valores da resistência série dos mesmos.

A resistência serie em um módulo fotovoltaico representa as perdas ôhmicas na superfície do mesmo e tem sua origem na resistência física dos contatos metálicos da grade coletora com o material semicondutor da célula solar e do barramento de contato no interior da célula, mas também poderá sofrer interferência direta dos demais componentes que integram o módulo. Uma resistência série elevada reduz o fator de forma ( $FF$ ) e a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) da célula, sem afetar a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ).

Ao operar em regime de *stress* constante, sobretudo em função da exposição a temperaturas elevadas de operação e ambiental, mas também a níveis elevados de radiação UV, alguns dos componentes de um módulo fotovoltaico, em especial os encapsulantes ficam mais expostos a modos de degradação que, por sua vez irá contribuir diretamente para o aumento da resistência série do módulo fotovoltaico.

Desta forma podemos concluir que o substancial aumento na resistência série nos três primeiros módulos avaliados está diretamente relacionado aos níveis de degradação dos mesmos.

Já ao analisar os dados e comportamento do quarto módulo (KC45), verificamos que o desempenho deste foi completamente oposto ao dos três primeiros módulos ensaiados. Na inspeção visual, não foi observado nenhum tipo de degradação, nos testes elétricos e termográficos também não se observou nenhuma anormalidade. O teste de flash só veio confirmar a excelência do mesmo diante dos demais módulos, para uma mesma condição e tempo de operação.

## **5.2. Estudos de casos: influências do posicionamento, ângulo de incidência, sujidade e sombreamento no desempenho elétrico do GFV e na degradação de módulos fotovoltaicos**

### *5.2.1. Simulações do GFV Prédio 4 da UniverCemig*

- **Primeira simulação**

Segundo BARBOSA e outros (2012), no gerador em estudo, os módulos fotovoltaicos foram instalados com inclinação de  $90^{\circ}\text{N}$  e desvio azimutal de  $23^{\circ}\text{N}$ . Nesta simulação, o sistema foi testado como ele de fato está instalado em campo.

Um modelo tridimensional para a primeira simulação do gerador fotovoltaico foi elaborado a partir da análise de imagens do mesmo, em dados disponíveis no *Sunny Portal*, no *Google Earth* e informações disponíveis em datasheet dos módulos que compõem o gerador fotovoltaico. Na Figura 67 é apresentada uma imagem do gerador fotovoltaico do Prédio 4 da UniverCemig que foi utilizada como referência na modelagem.

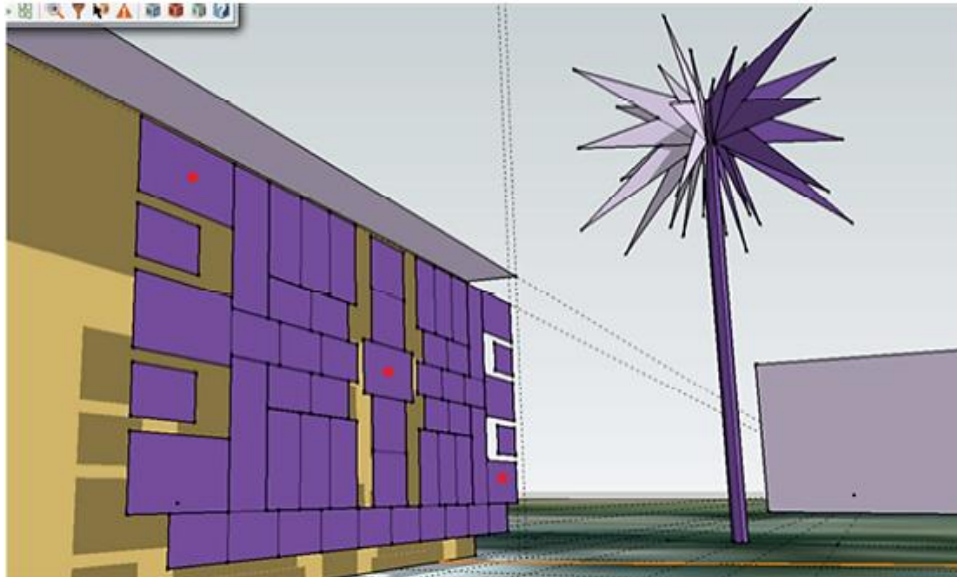
Na Figura 68 é apresentada uma ilustração do sistema como foi modelado no *software SketchUp* para a realização da primeira simulação.

**Figura 67 - Gerador fotovoltaico do Prédio 4 da UniverCemig**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

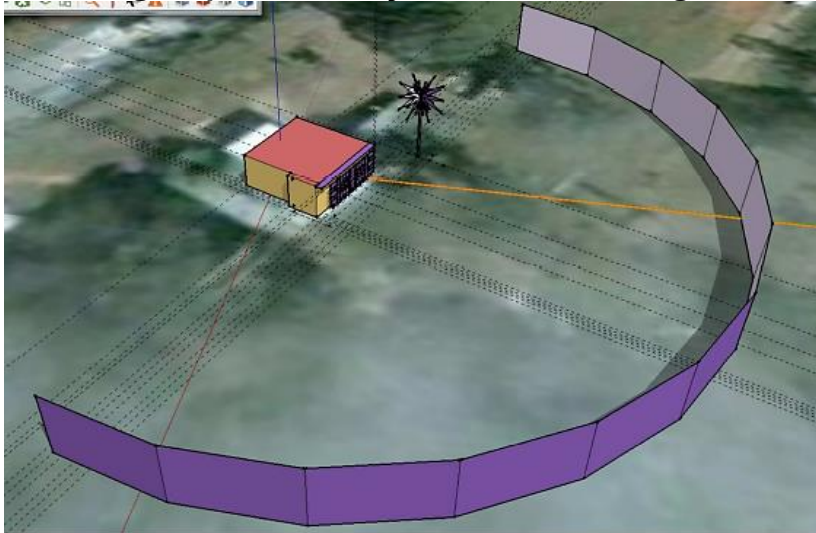
**Figura 68 - Modelo no Google SketchUp para a primeira simulação**



Fonte: Barbosa e outros (2012)

Na Figura 69 pode-se ver como os elementos do entorno próximo ao sistema foram modelados. A linha amarela nos modelos do *software SketchUp*, indica a direção norte.

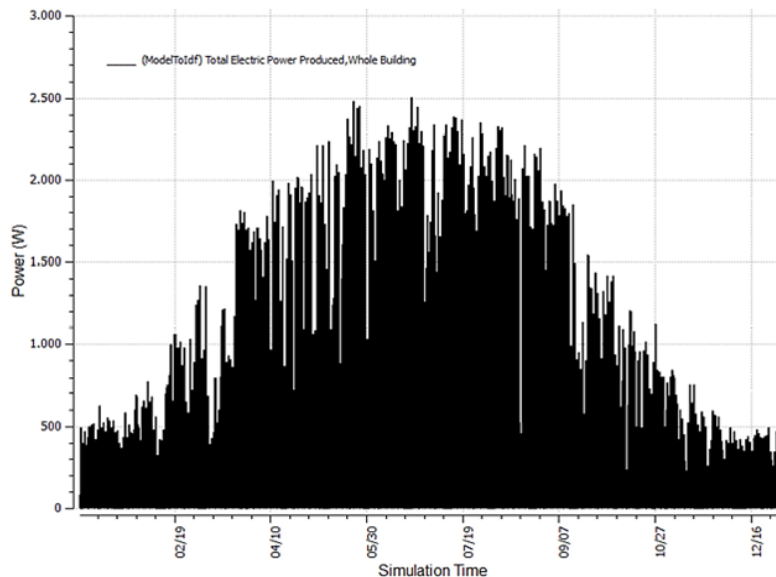
**Figura 69 - Modelagem para simulação do entorno do gerador do Prédio 4**



Fonte: Barbosa e outros (2012)

No resultado da primeira simulação da potência, como o mostrado na Figura 70 se percebe uma forte influência sazonal no desempenho do sistema ao longo de um ano.

**Figura 70 - Potência elétrica fornecida pelo gerador – Primeira simulação**



Fonte: Barbosa e outros (2012)

Os resultados da primeira simulação da energia solar convertida em energia elétrica pelo sistema fotovoltaico ao longo de um ano, são apresentados na Tabela 4, conforme a seguir.

**Tabela 4 - Produção de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico – Primeira simulação**

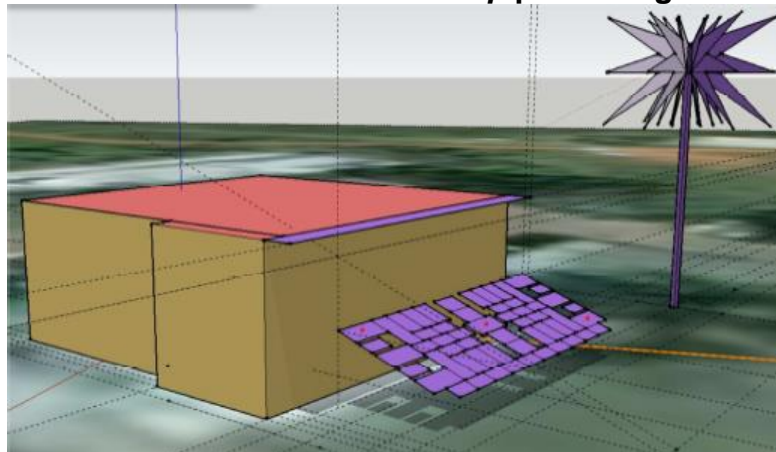
Energia Gerada pelo GFV- 1 UniverCemig	
Mês	Energia (kWh/mês)
Jan	97,07
Fev	116,87
Mar	201,40
Abr	279,17
Mai	334,19
Jun	372,51
Jul	366,47
Ago	354,19
Set	241,47
Out	161,37
Nov	101,94
Dez	84,72
<b>Total Anual</b>	<b>2.711,37</b>
<b>Média Mensal</b>	<b>225,95</b>

Fonte: Adaptado de Barbosa e outros (2012)

- **Segunda simulação**

Segundo BARBOSA e outros (2012), para a realização da segunda simulação foi corrigida a inclinação dos módulos fotovoltaicos, reposicionando o gerador para uma inclinação de 20°N e mantido o desvio azimutal de 23°N. Na Figura 71 é apresentado o sistema como foi modelado no *software SketchUp* para a simulação.

**Figura 71 - Modelo no *software SketchUp* para a segunda simulação**

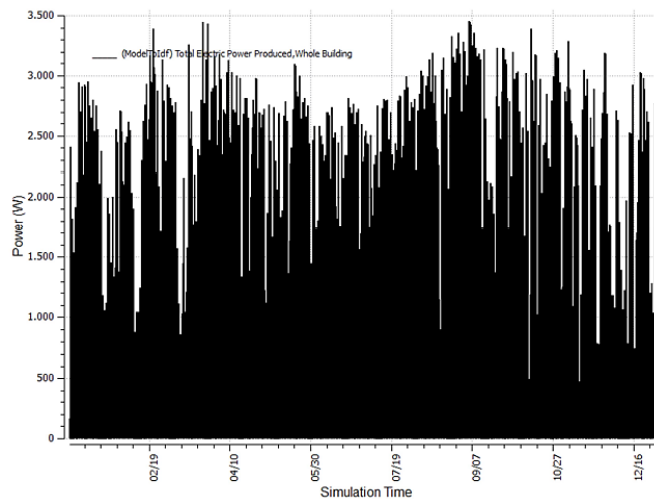


Fonte: Barbosa e outros (2012)

No resultado da segunda simulação da potência, como o mostrado na Figura 72 se percebe pouca influência da sazonalidade apesar de se verificar uma melhora na curva distributiva do desempenho do sistema ao longo de um ano, se comparada

com os valores apresentados na primeira simulação.

**Figura 72 - Potência elétrica fornecida pelo gerador - Segunda simulação**



Fonte: Barbosa e outros (2012)

Os resultados da segunda simulação para a energia solar convertida em energia elétrica pelo sistema fotovoltaico no período de um ano são fornecidos na Tabela 5, a seguir.

**Tabela 5 - Produção de energia elétrica pelo gerador fotovoltaico – Segunda simulação**

Energia Gerada pelo GFV- 2 UniverCemig	
Mês	Energia (kWh/mês)
Jan	377,16
Fev	386,63
Mar	448,93
Abr	458,85
Mai	431,29
Jun	434,14
Jul	460,26
Ago	515,54
Set	492,59
Out	463,33
Nov	374,75
Dez	332,52
<b>Total Anual</b>	<b>5.175,97</b>
<b>Média Mensal</b>	<b>431,33</b>

Fonte: Adaptado de Barbosa e outros (2012)

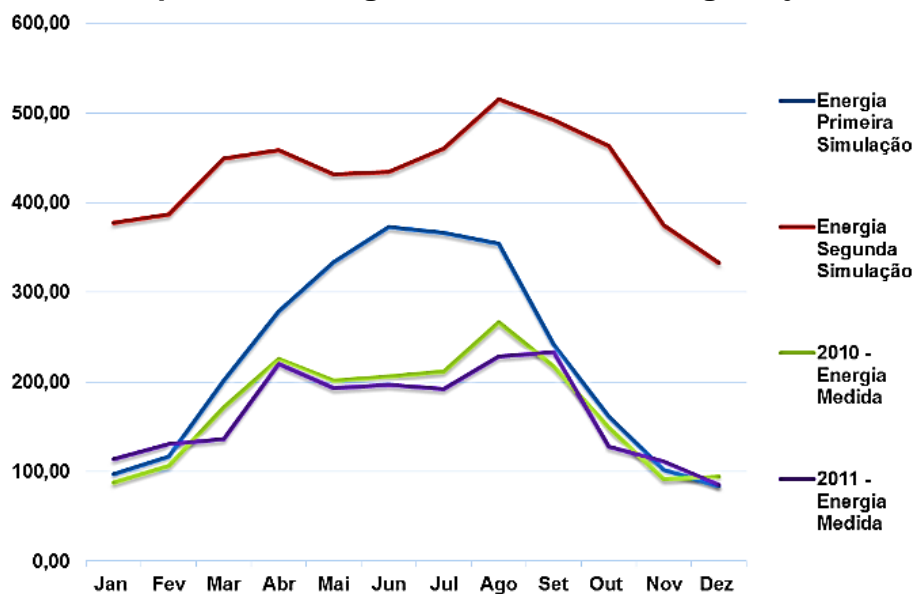
### 5.2.2. Análise GFV do Prédio 4 da UniverCemig

A partir das informações obtidas junto ao *Sunny Portal* da SMA dos valores de energia elétrica produzida pelo gerador fotovoltaico do Prédio 4 da UniverCemig nos anos de 2010 e 2011, em conjunto com os dados gerados através das simulações realizadas pelo *software EnergyPlus* foi elaborada uma planilha e gráfico visando facilitar compreender o comportamento e as possíveis causas para tal comportamento. Na Tabela 6, os valores apresentados em questão são referentes aos valores das simulações e os registrados pelo sistema de monitoramento e aquisição de dados do gerador da energia elétrica durante os anos de 2010 e 2011.

<b>Mês</b>	<b>Energia Primeira Simulação</b>	<b>Energia Segunda Simulação</b>	<b>2010 - Energia Medida</b>	<b>2011 - Energia Medida</b>
Jan	97,07	377,16	88,00	114,00
Fev	116,87	386,63	107,00	131,00
Mar	201,40	448,93	171,84	136,00
Abr	279,17	458,85	226,00	220,00
Mai	334,19	431,29	202,00	193,00
Jun	372,51	434,14	206,00	197,00
Jul	366,47	460,26	212,00	192,00
Ago	354,19	515,54	267,00	229,00
Set	241,47	492,59	217,00	233,00
Out	161,37	463,33	149,00	128,00
Nov	101,94	374,75	91,25	111,00
Dez	84,72	332,52	94,75	85,00
<b>Total Anual</b>	<b>2.711,37</b>	<b>5.175,97</b>	<b>2.032,00</b>	<b>1.969,00</b>
<b>Média Mensal</b>	<b>225,95</b>	<b>431,33</b>	<b>169,00</b>	<b>164,00</b>

Fonte: Adaptado de Barbosa e outros (2012)

A Figura 73 foi elaborada com os dados aglutinados na referida Tabela 7, para facilitar visualização e a compreensão do comportamento do gerador instalado na fachada norte do Prédio 4 da UniverCemig.

**Figura 73 - Comparativo Energias simuladas X Energia injetada na rede**

Fonte: Adaptado de Barbosa e outros (2012)

Ao analisar os dados disponibilizados na Tabela 7 e a Figura 70, constata-se que a curva da primeira simulação (em azul no gráfico) reproduz a lógica de uma instalação fotovoltaica em que o gerador está direcionado para o norte, com um desvio azimutal de  $23^\circ$  (dentro de uma faixa aceitável) e com um ângulo de instalação com ângulo de inclinação igual a  $90^\circ$ . Para estes casos, o ápice da produção de energia esperado se dará entre os meses de abril a agosto, ou seja, no inverno. A maior contribuição para este comportamento está no ângulo de incidência que é de certa forma corrigido, temporariamente em função do ângulo de declinação do sol.

Quando da segunda simulação (em vermelho no gráfico), onde o gerador manteve o direcionamento para o norte, o mesmo desvio azimutal  $23^\circ$ , mas o ângulo de inclinação foi alterado para  $20^\circ$ , também pode constatar que o comportamento do gerador se dá dentro da lógica de uma instalação típica, caracterizada por dois ciclos distintos de geração, com suas curvas características, uma superior (ou côncava) devido a maior produção durante o verão e uma inferior (ou convexa) no período de inverno.

Porém, quando é analisado o comportamento das curvas da energia injetada (2010 em verde, 2011 em roxo) no gráfico, observa-se que ambas as curvas se comportam da mesma forma que a curva da segunda simulação, quando teoricamente, deveriam se comportar com curva da primeira simulação.

BARBOSA e outros (2012) deixam claro que nas simulações realizadas não



foram consideradas as possíveis interferências externas no gerador fotovoltaico, advindas do entorno próximo como, por exemplo, a existência de obstáculos capazes de projetarem sombras “constantes” sobre o gerador.

Assim, somente um fator pode impactar na produção de energia em um gerador de forma tão regular, cíclica e constante: este fator é o sombreamento total ou parcial do gerador. A Figura 74 apresenta duas imagens do gerador fotovoltaico instalado no Prédio 4 da UniverCemig em dois momentos distintos. O primeiro em agosto de 2008 (inverno) e o segundo em fevereiro de 2012 (verão).

**Figura 74 - GFV do Prédio 4 da UniverCemig**



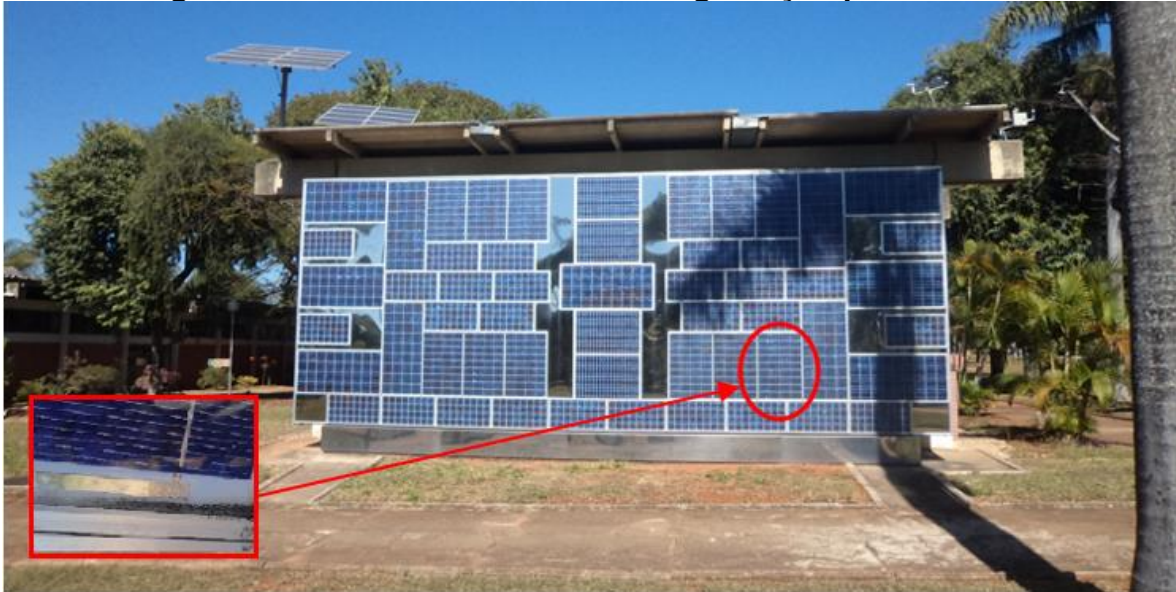
Fonte: Arquivo do autor (2015)

Conforme se observa, no entorno próximo ao gerador, existe uma palmeira de grande porte que durante o verão sua sombra não é projetada sobre o gerador, mas durante o inverno há uma inversão, que ocorre em função da declinação do sol, período em que o gerador deveria estar no ápice de sua geração, conforme ficou evidente na primeira simulação. Mas o que ocorre de fato neste período é a projeção da sombra da copa da palmeira sobre o gerador fotovoltaico, impactando drasticamente na produção de energia do mesmo.

Outro fato constatado neste estudo de caso é que ao, inspecionar visualmente os módulos fotovoltaicos que compõem o gerador em questão, foi constatada a existência de um módulo com sinal de infiltração de umidade. O módulo foi retirado do sistema e enviado para testes de termografia no GREEN Solar PUC Minas. Outro módulo idêntico ao retirado foi instalado, evitando assim, uma parada prolongada na geração de energia elétrica. Ao executar a termografia no módulo fotovoltaico identificou a presença de pontos quentes no mesmo. Na Figura 75 é sinalizado no gerador o módulo que foi retirado e levado para se ensaiado no GREEN Solar PUC

Minas.

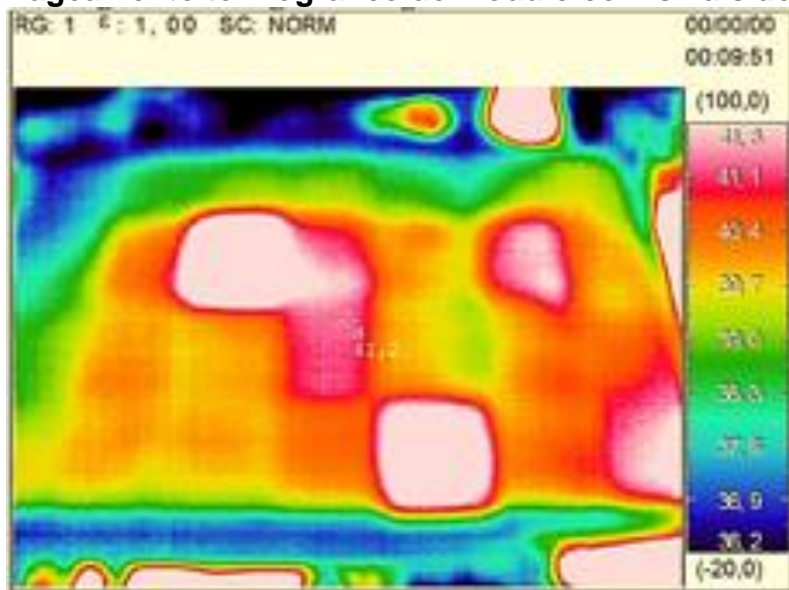
**Figura 75 - Módulo com sinais de degradação por umidade**



Fonte: Arquivo do autor (2015)

A Figura 76 apresenta o resultado da termografia realizada no módulo fotovoltaico retirado do gerador fotovoltaico do Prédio 4 da UniverCemig indicando existência de pontos quentes no mesmo.

**Figura 76 - Imageamento termográfico de módulo com sinais de degradação**



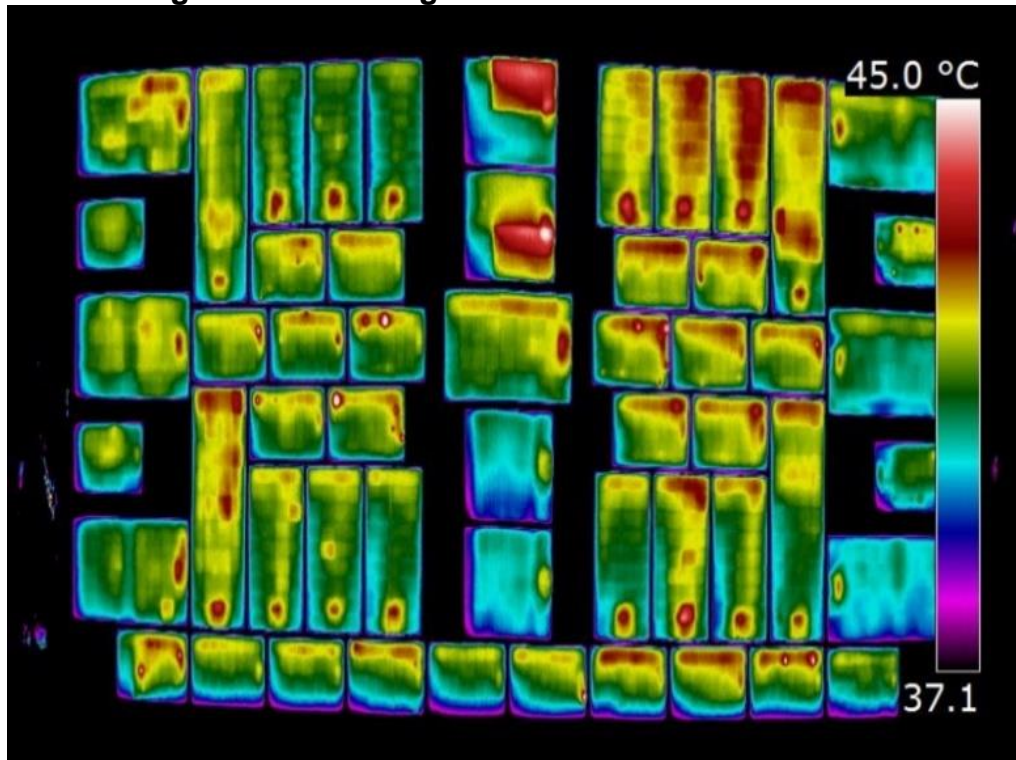
Fonte: Adaptado de Freitas Souza (2014)

Uma vez identificada a existência de um módulo fotovoltaico oriundo de um

gerador fotovoltaico que opera sombreado grande parte do ano, optou-se também por realizar uma termografia no conjunto dos módulos que integram o gerador fotovoltaico do Prédio 4 da UniverCemig.

O resultado obtido pode ser observado na Figura 77 onde se constata pela imagem termográfica do gerador fotovoltaico que em vários dos módulos, que compõem, já manifestam sinais da existência de pontos quentes, cuja origem provável, está relacionada diretamente à ocorrência de sombreamento.

**Figura 77 - Imageamento termográfico do GFV do Prédio 4 da UniverCemig**



Fonte: Freitas Souza (2014)

### 5.2.3. Simulações do GFV do Laboratório de Sementes da CEMIG São Gabriel

Sistema fotovoltaico de 3,15kWp, está em operação desde 2005 e localizado no bairro São Gabriel em Belo Horizonte. Este sistema dispõe de quarenta e cinco módulos fotovoltaicos modelo SP 70, fabricados pela *Shell Solar* com células solares em Silício monocristalino, dispostos em três *strings* conectadas a 3 inversores da SMA. Na Figura 78 é apresentada uma vista geral do gerador fotovoltaico instalado no Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG.

**Figura 78 - GFV do Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG S. Gabriel**

Fonte: Arquivo do autor (2015)

Segundo BARBOSA e outros (2012), os dados sobre a geometria e o posicionamento do sistema foram obtidos nos mapas do *Google* e de dados medidos da instalação. A Figura 79 apresenta imagem do *Google Earth* utilizada para a modelagem do gerador fotovoltaico no *software SketchUp* para realização de simulação. A linha amarela nas figuras com telas do *software SketchUp* indica a direção norte.

**Figura 79 - Imagem com GFV da CEMIG S. Gabriel utilizada no *SketchUp***

Fonte: Barbosa e outros (2012)

Na modelagem para a simulação do sistema, a inclinação utilizada para os módulos fotovoltaicos do gerador foi de  $20^{\circ}$ N e ângulo azimutal de orientação de  $-36^{\circ}$ N. Efeitos de sombreamento não foram considerados.

O resultado da simulação efetuado para a energia solar convertida em energia

elétrica pelo sistema fotovoltaico no período de um ano são fornecidos na Tabela 7, a seguir.

<b>Tabela 7 - Simulação energia produzida pelo gerador GFV</b>								
<b>Potência Nominal Sistema</b>					<b>3,15[kWp]</b>			
<b>Energia Específica Produzida (anual)</b>					<b>1245[kWh/kWp]</b>			
<b>Mês</b>	<b>GlobHor [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>T_Amb [°C]</b>	<b>GlobInc [kwh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Earrey [kWh]</b>	<b>E_Grid [kWh]</b>	<b>EffArrR [%]</b>	<b>EffSysR [%]</b>	<b>PR</b>
Jan	132,40	22,80	125,30	321,00	293,30	9,00	8,23	0,74
Fev	153,70	23,10	148,40	372,90	342,80	8,83	8,12	0,73
Mar	125,70	23,10	126,50	327,20	299,30	9,09	8,31	0,75
Abr	128,20	20,80	137,60	361,10	331,80	9,22	8,48	0,77
Mai	114,40	19,80	129,50	343,20	315,70	9,31	8,57	0,77
Jun	111,60	18,30	132,30	353,90	326,20	9,40	8,66	0,78
Jul	122,70	18,10	144,50	386,70	356,60	9,41	8,67	0,78
Ago	135,40	19,00	150,60	400,80	369,10	9,35	8,61	0,78
Set	140,30	20,70	146,60	383,60	352,50	9,20	8,45	0,76
Out	137,60	21,90	134,60	348,70	319,40	9,10	8,34	0,75
Nov	143,80	21,90	137,20	352,20	322,60	9,02	8,26	0,75
Dez	133,90	22,20	124,80	319,80	291,90	9,01	8,22	0,74
<b>Anual</b>	<b>1.579,70</b>	<b>20,98</b>	<b>1.637,90</b>	<b>4.271,10</b>	<b>3.921,20</b>	<b>9,16</b>	<b>8,41</b>	<b>0,76</b>

Fonte: Adaptado de Barbosa e outros (2012)

#### 5.2.4. Análise GFV do Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG São Gabriel

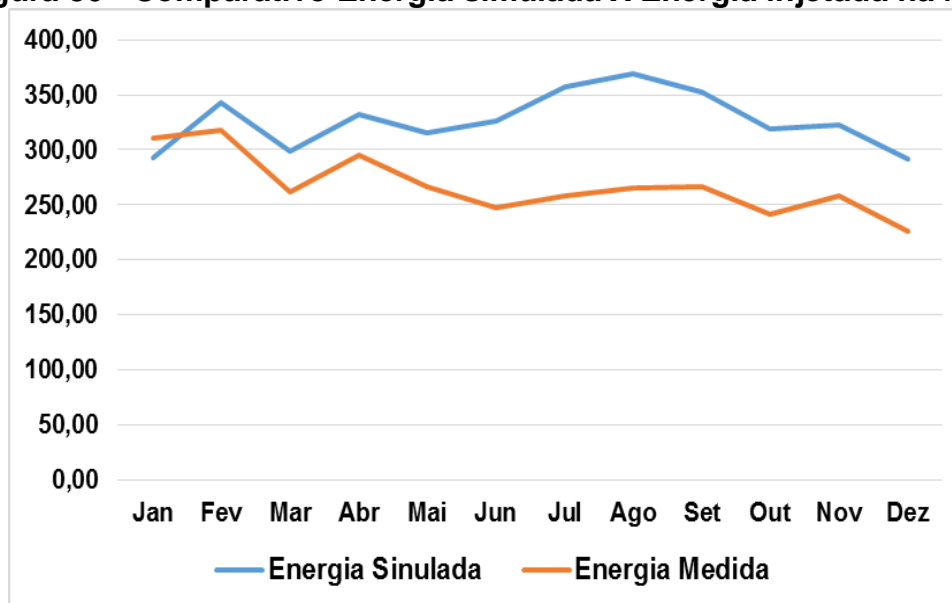
A partir também das informações obtidas junto ao *Sunny Portal* da SMA dos valores de energia elétrica produzida pelo gerador fotovoltaico do Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG, localizado no bairro São Gabriel, acompanhado dos dados gerados através da simulação realizada pelo *software PVSyst* foi elaborada uma planilha e gráfico visando facilitar compreender o comportamento e as possíveis causas para tal comportamento. Na Tabela 8, os valores apresentados em questão referem-se aos valores da simulação e os registrados pelo sistema de monitoramento e aquisição de dados do gerador da energia elétrica durante os anos de 2011.

**Tabela 8 - Comparativo Energia simulada X Energia injetada na rede**

Mês	Energia Simulada	Energia Medida
Jan	293,30	311,00
Fev	342,80	318,00
Mar	299,30	261,53
Abr	331,80	295,47
Mai	315,70	266,00
Jun	326,20	247,00
Jul	356,60	258,00
Ago	369,10	265,00
Set	352,50	266,00
Out	319,40	241,00
Nov	322,60	258,00
Dez	291,90	226,00

Fonte: Adaptado de Barbosa e outros (2012)

A Figura 80 foi elaborada com os dados aglutinados na referida Tabela 8, para facilitar visualização e a compreensão do comportamento do gerador fotovoltaico instalado no Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG São Gabriel.

**Figura 80 - Comparativo Energia simulada X Energia injetada na rede**

Fonte: Adaptado de Barbosa e outros (2012)

Ao analisar os dados disponibilizados na Tabela 8 e a Figura 80, constata-se que a curva da simulação (em azul no gráfico) não reproduz a lógica de um sistema fotovoltaico instalado dentro dos procedimentos adequados, que para o local em

questão, o gerador fotovoltaico deve estar direcionado para o norte, com um desvio azimutal de  $20^\circ$  e com um ângulo de inclinação também de  $20^\circ$ .

Pode constatar que o comportamento da curva de produção de energia elétrica, do gerador fotovoltaico em estudo, não se dá “nos moldes” de uma curva de produção de energia, caracterizada por dois períodos distintos de geração, com características distintas, sendo: uma superior (ou côncava) devido a maior produção durante o verão e uma inferior (ou convexa) no período de inverno. Ao analisar a curva real da energia elétrica medida (em marrom no gráfico), também se pode verificar este mesmo comportamento, porém os valores são menores.

Este comportamento pode ser creditado a dois fatores, o primeiro está diretamente relacionado ao desvio azimutal da instalação do gerador, que está com um desvio de  $36^\circ$  a oeste (a esquerda do norte verdadeiro), o que acaba por provocar certo “achatamento” nas curvas das simulações e da energia medida, deslocando o ápice da produção para os meses de julho e setembro.

Quanto a defasagem identificada entre os valores para a energia simulada e a medida, essa pode estar relacionada ao grau de sujidade em que os módulos fotovoltaicos se encontram e a degradação dos módulos fotovoltaicos com mais de dez anos em operação.

COSTA (2014) estudou o efeito da deposição de material particulado sobre o gerador fotovoltaico do Laboratório de Produção de Sementes da CEMIG São Gabriel, e também identificou a redução no desempenho elétrico deste sistema. Observou-se que o acúmulo de poeira sobre o vidro frontal dos módulos fotovoltaicos impactou diretamente na capacidade de absorção, pelas células solares, de parte da radiação solar incidente sobre os mesmos e contribuiu no aumento da parcela refletida da radiação. A combinação destes dois fatores contribuiu para a redução da energia elétrica produzida pelo gerador fotovoltaico. A Figura 81 mostra alguns dos módulos fotovoltaico do gerador em estudo cobertos por uma camada de poeira.

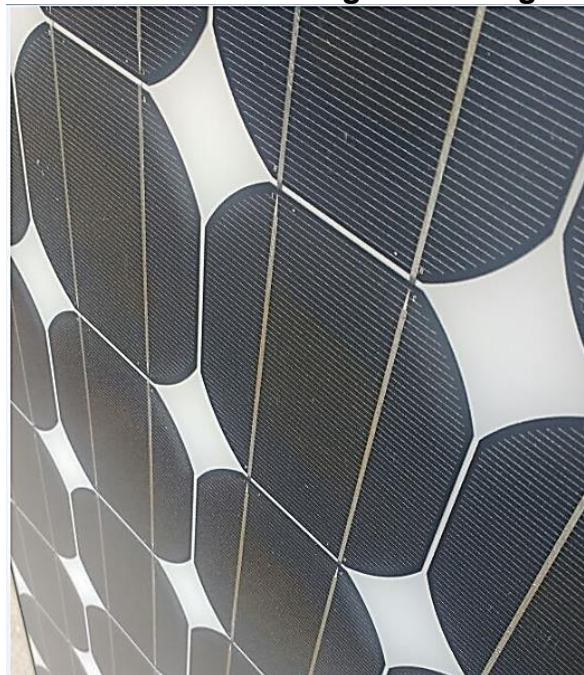
**Figura 81 - Camada de poeira depositada sobre módulos do GFV**



**Fonte: Costa (2014)**

No intuito de verificar a existência de possíveis modos de degradação nos módulos fotovoltaicos que compõem o gerador do sistema em questão, alguns módulos fotovoltaicos foram retirados e devidamente limpos para facilitar a inspeção visual dos mesmos. A Figura 82 mostra um dos módulos fotovoltaicos que foi avaliado e no qual se constatou a existência de *browning* ainda em grau incipiente.

**Figura 82 - Módulo com browning ainda em grau incipiente**



**Fonte: Arquivo do autor (2015)**



## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho foi realizado com o objetivo de avaliar os impactos dos modos de degradação em módulos fotovoltaicos de Silício cristalino, advindos das interferências provocadas por fatores climáticos, como temperatura ambiente, insolação, níveis de radiação solar e de ultravioleta, além das influências externas aos sistemas fotovoltaicos, como sombreamento e a sujidade, relacionada à deposição de material particulado sobre o vidro frontal do módulo, que impactam diretamente na absorção ótica, e conseqüentemente, no desempenho elétrico e térmico de geradores fotovoltaicos.

Os estudos foram realizados especificamente em sistemas fotovoltaicos instalados nas regiões Norte e Leste do estado de Minas Gerais. Para tanto, foram realizadas pesquisas em arquivos de controle de manutenções, além de inspeções técnicas em sistemas ainda em operação e em módulos armazenados, o que culminou na seleção de módulos aparentemente degradados ou funcionando em condições propícias à degradação. Depois de selecionados, os módulos fotovoltaicos foram avaliados e os principais fatores que influenciaram no desempenho desses foram estudados a partir de suas características elétricas e térmicas.

Identificou-se que o principal modo de degradação apresentado nos módulos selecionados, ocorreu no material encapsulante dos módulos fotovoltaicos, em função da exposição do mesmo a temperaturas elevadas e altos níveis de radiação UV, nos locais onde estes estavam instalados. Como foi demonstrado, o encapsulante desempenha um papel de extrema importância no funcionamento de um módulo fotovoltaico. É sua função proteger as células solares contra a ação da umidade, da radiação UV incidente, de esforços mecânicos leves, de impactos e do stress mecânico, bem como prover o isolamento elétrico entre as células solares.

Desta forma, o encapsulante contribui diretamente para o bom desempenho elétrico e térmico e conferindo longevidade ao módulo fotovoltaico. Se o encapsulante sofrer processo de degradação, o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico será afetado. Este resultado foi comprovado através do levantamento da curva I-V, no simulador solar flash, verificando-se a redução na potência máxima dos módulos, e aumento substancial nos valores da resistência serie ( $R_s$ ) dos mesmos.

Porém, foi identificado que o projeto do módulo é fator muito importante para a ocorrência de degradação do encapsulante. Entre os módulos ensaiados no simulador

solar, foi identificado que um deles apresentou uma taxa de degradação extremamente baixa, apesar ter operado na mesma região e em condições climáticas similares aos demais módulos avaliados. Conclui-se, portanto que, o bom desempenho do modulo ocorreu devido a melhoria em seu *design*, nos materiais empregados em sua fabricação e aos métodos fabris, o que o conferiu durabilidade e, portanto, maior confiabilidade.

Dentro da mesma linha de pesquisa, foram realizados estudos de casos de geradores fotovoltaicos que integram sistemas conectados à rede de distribuição. No primeiro estudo de caso, avaliou-se o gerador fotovoltaico (GFV) do Prédio 4 da UniverCemig, em Sete Lagoas. Foi verificado a existência de sombreamento diário sobre alguns módulos do gerador fotovoltaico, contribuindo para o baixo desempenho elétrico do mesmo, e a existência vários pontos quentes nos diversos módulos fotovoltaicos que compõem o gerador.

Assim, é de fundamental importância, ainda na fase de estudos de viabilidade técnica, para implantação de sistemas fotovoltaicos, analisar as possibilidades da incidência e projeções de sombras sobre o gerador fotovoltaico, já que o sombreamento apresenta um grau considerável de impacto sobre o desempenho elétrico do gerador fotovoltaico, além de contribuir para o surgimento de pontos quentes nos módulos fotovoltaicos que aceleram a sua degradação.

No segundo caso avaliado, GFV Laboratório de Sementes da CEMIG São Gabriel, constatou-se também uma redução no desempenho elétrico do sistema fotovoltaico devido fatores, tais como o posicionamento indevido do gerador, a degradação do encapsulante dos módulos fotovoltaicos proporcionada por *browning* em função das condições climáticas e ao grau de sujeidade em que estes se encontravam.

Como medida preventiva é aconselhado reposicionamento do gerador, corrigindo seu desvio azimutal para o norte verdadeiro, implantar uma rotina de limpeza periódica da superfície frontal dos módulos fotovoltaicos que compõem o gerador além de monitorar a evolução do *browning* sobre os módulos fotovoltaicos. Estas medidas seriam suficientes, para uma melhoria substancial no desempenho elétrico deste sistema.

Para trabalhos futuros, sugere-se estudos mais abrangentes sobre uma amostra maior de módulos fotovoltaicos, com inspeções visuais em um número maior de sistemas fotovoltaicos, para identificação de outros modos de degradação.

Sugere-se também uma análise mais aprofundada dos efeitos da orientação e inclinação de geradores fotovoltaicos de diversas tecnologias, do sombreamento, bem como de problemas diversos oriundos da instalação como microfissuras. Estes fatores impactam no desempenho elétrico, na durabilidade e confiabilidade dos módulos fotovoltaicos, e conseqüentemente no retorno dos investimentos dos sistemas fotovoltaicos.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N°482/2012**. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em: 18 dez. 2014.

ALMEIDA, Marcelo P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 173 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo.

ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. **Cálculo de parâmetros de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 3, p. 70 - 77, 2012.

ANDRADE, Leônidas. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira - (Apresentação)**. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. Grupo setorial de sistemas fotovoltaicos ABINEE, 2013.

AL-SABOUNCHI, A. M.; YALYALI, S. A.; AL-THANI, H. A. **Design and performance evaluation of a photovoltaic gri-connected system in hot weather conditions**. Renewable Energy, v. 53, p. 71 – 78, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Conversão fotovoltaica de energia solar – NBR N°10.899**. p. 1 – 6, 1988.

AYOMPE, L. M.; DUFFY, A.; MCCORMACK, S. J.; CONLON, M. - **Measured performance of a 1,72kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland**. Energy Conversion and Management, v. 52, p. 816 – 825, 2011.

BARBOSA, J. M. C.; DINIZ, A. S. A. C.; MACHADO NETO, L. V.; SOUZA, M. E. M.; CASSINI, D. A.; FRANÇA, E. D. - **Análise do desempenho de um sistema fotovoltaico integrado a fachada de uma edificação da UNIVERCEMIG**. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, 2012, São Paulo.

BRECL, K; TOPIC, M. - **Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays**. Renewable Energy, v. 36, p. 3211– 3216, 2011.

BUHLER, A. J.; CERVANTES, G. F.; KRENZINGER, A. - **Desenvolvimento de software para pós-processamento de curvas I-V de dispositivos fotovoltaicos**. XVIII Simpósio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (SPES), Lima, Peru, n° 14, 2011.

CARNEIRO, J. - **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos – Sistemas ligados à rede e sistemas autónomos**. 2009. 37 f. Projeto Interdisciplinar (Mestrado) – Universidade do Minho, Departamento de Física, Azurém, Portugal.

CARVALHO, I. A.S. - **Preparação e estudo da fotodegradação de compósitos de matriz polimérica para encapsulamento de módulo fotovoltaico**. Dissertação (Mestrado). REDEMAT - Rede Temática em Engenharia de Materiais: UFOP – CETEC – UEMG. 2007.

CHOUDEUR, A.; SILVESTRE, S.; SADAQUI, N.; RAHMANI, L. - **Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters**. Simulation Modeling Practice and Theory, v. 20, p. 46 – 58, 2012.

CHOUDEUR, A.; SILVESTRE, S.; TAGHEZOUIT, B.; KARATEPE, E. - **Monitoring, modeling and simulation of PV systems using LabVIEW**. Solar Energy, v.91, p. 337 – 349, 2013.

CHRISTENSEN, E. - **Electricity from Photovoltaic Solar Cells Flat-Plate Solar Array**. Project of the U.S. Department of Energy's National Photovoltaics Program - 10 Years of Progress, October /1985.

COLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. - **The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values**. Solar Energy, v. 22, p. 155 – 164, 1979.

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. **Manual de Utilização de Sistemas Fotovoltaicos para a Eletrificação Rural**. Manual de Distribuição ND 2.11, Belo Horizonte, 2003

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG - **Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEMIG – Conexão em Baixa Tensão** - Manual de Distribuição ND 5.30, Belo Horizonte: CEMIG, 2012

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. **Utilização da Energia Solar Fotovoltaico Pela CEMIG**. Programa Energia Solar Fotovoltaica CEMIG (Folder CM/CE). Belo Horizonte: CEMIG, 2001.

CONGEDO, P. M.; MALVONI, M.; MELE, M.; GIORGI, M. G. - **Performance measurements silicon PV modules in South-eastern Italy**. Energy Conversion and Management, v. 68, p. 1 – 10, 2013.

COOK, G., BILLMAN, L., and ADCOCK, R. - **Photovoltaic Fundamentals** - National Renewable Energy Laboratory – NREL, U.S. Department of Energy, Washington, DC, 1995.

COSTA, S.C.S.; SILVA, J. O. C.; VELOSO, V.; MAIA, C. B.; MACHADO NETO, L. V. B.; DINIZ, A. S. A. C. - **Análise energética e exergética de geradores fotovoltaicos**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife.

COSTA, S.C.S. - **Modelagem e Simulação do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Com e Sem Armazenamento Conectados à Rede Elétrica**, Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Belo Horizonte. 2014

CUBAS, J.; PINDADO, S.; VICTORIA, M. - **On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior**. Journal of Power Sources, v. 247, p. 467 – 474, 2014.

DINIZ, A.S.A.C.; CARVALHO, F. W.; FRANÇA, E.D.; TOMÉ, J. L.; VILLEFORT, M. H.; REZENDE, M.; ARAÚJO, L. A.; ROSA, J.G.F.; BURGOA J. A. – **Energia Solar Fotovoltaica na CEMIG – Uma tecnologia viável para a pré-eletrificação rural em Minas Gerais**. XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000.

DINIZ, A.S.A.C., NETO, L.V.M., PONCE, F. R. A., SCHIRM, R., FARIA, L.P. P. - **Avaliação da Taxa de Degradação do Desempenho de Módulos e de Sistemas Fotovoltaicos**. (PROJETO DE PESQUISA). Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Instituto Politécnico, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Grupo de Estudos em Energia – GREEN. Belo Horizonte, 2012.

DOLARA, A., LAZAROU, G.C., LEVA, S., MANZOLINI, G. - **Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules**. Energy, V. 55, p. 466 – 475, Elsevier Ltd., 2013

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. - **Solar engineering of thermal processes**. 4 ed. New York: John Wiley & Sons, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). - **Expansão da Geração: Empreendimentos Fotovoltaicos**. p. 1 – 39. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) - **Balço Energético Nacional 2015: Ano base 2014**. p.1- 291. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) - **Leilão de Energia de Reserva 2014 atrai investimentos de R\$ 7,1 bilhões**. (Release 1º LER 2014 EPE 04/11/2014) Disponível em < > Acessado em 12/08/2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) - **1º Leilão de Energia de Reserva 2015 contrata 1.043 MWp de energia solar.** (Release 1º LER 2015 EPE 28/08/2015) Disponível em < > Acessado em 12/08/2015.

ELHADJ SID, C.B., NDIAYE, M.L., NDIAYE, A., NDIAYE, P. A. - **Outdoor performance analysis of a monocrystalline photovoltaic module: Irradiance and temperature effect on exergetic efficiency.** International Journal of Physical Sciences, v. 10, p. 351-358, 2015.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. - **Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation.** Solar Energy, v. 28, p. 293 – 302, 1982.

EUROPEN PHOTVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION - **Global Market Outlook 2015 - 2019.** p. 1 – 60, EPIA, 2015.

FAHRENBRUCH, A.L.; BUBE, R.H. - **Fundamentals of Solar Cells: Photovoltaic Solar Energy Conversion.** Editora Academic Press, New York, 559 p. 1983.

FELDMAN, D., BARBOSE, G., MARGOLIS, R., DARGHOUTH, N., JAMES, T., WEAVER, S., GOODRICH, A., WISER, R. - **Photovoltaic System Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections 2013 Edition,** US Department of Energy, SunShot July 16, 2013,

FREITAS SOUZA; F.; H.; A. - **Inspeção e Monitoramento do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: estudo de caso real.** Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Belo Horizonte, 2014.

GUERRERO, J.; MUÑOZ, Y.; IBÁÑEZ, F.; OSPINO, A. - **Analysis of mismatch and shading effects in a photovoltaic array using different technologies.** The International Congress of Mechanical Engineering and Agricultural Sciences - CIIMCA2013. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, v 59, 2014

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. - **Solar cell efficiency tables** (version 45). - Progress Photovoltaic: Research and applications, v. 22, p. 701 – 710, 2014.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação.** UE, 2004.

IBRAHIM, A. - **Analysis of Electrical Characteristics of Photovoltaic Single Crystal Silicon Solar Cells at Outdoor Measurements.** Smart Grid and Renewable Energy, v. 2, p. 169-175, 2011.

**INDICÍE ULTRAVIOLETA (IUV) - ACUMULADO ABRIL / 2016** (Mapa). Disponível em: <<http://satelite.cptec.inpe.br/uv>>. Acesso em 12/10/2015.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - **IEC 61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**. Geneva: IEC, 2005.

International Renewable Energy Agency – IRENA . **RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014**. January 2015. Disponível em: < > Acesso em 12/10/2015.

IRVINE, S.J.C.; CANDELISE, C. - **Introduction and Techno-economic Background, in Materials Challenges: Inorganic Photovoltaic Solar Energy**, Royal Society Chemistry 2014, p 1-26.

JORDAN, D. C. **Methods for analysis of outdoor performance data**. NREL PV Module Reliability Workshop, Golden CO, USA, February 2011. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51120.pdf>>. Acesso em 28/10/15.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. - **Photovoltaic degradation rates an analytical review**. Progress in Photovoltaics, Journal Article NREL/JA-5200-51664 June 2012. Disponível em: < [www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf)>. Acesso em 28/10/15.

JOSHI, A. S.; DINCER, I.; REDDY, B. V. - **Performance analysis of photovoltaic systems: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 13, p. 1884 – 1897, 2009.

KAPLANI, E. - **Degradation Effects in sc-Si PV Modules Subjected to Natural and Induced Ageing after Several Years of Field Operation**. Journal of Engineering Science and Technology Review Special Issue on Renewable Energy Systems, v. 5 (4), p. 18-23, 2012.

KING, D.L. – **Photovoltaic Module and Array Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions**. Sandia National Laboratories Photovoltaic Systems Department, MS0752 Albuquerque, NM. Proceeding of NREL/SNL Photovoltaics Program Review Meeting, November 18-22, 1996, Lakewood, CO, AIP Press, New York, 1997.

KING D.L., KRATOCHVIL, J A., BOYSON, W E. - **Measuring Solar Spectral and Angle-of-incidence Effects on Photovoltaic Modules and Solar Irradiance Sensors** - Presented at the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1997.



KNISELY, BRETT - **Angle of Incidence and Non-Intrusive Cell Quantum Efficiency Measurements of Commercial Photovoltaic Modules**. (Degree Master of Science in Technology). Arizona State University, 2013.

KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. - **Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete**. Energy Conversion and Management, v. 50, p. 433 – 438, 2009.

LACCHINI, C.; SANTOS, J. C. V. - **Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison**. Renewable Energy, v. 52, p. 183 – 189, 2013.

LEE, B., BYUN, J. CHOI, M., KANG, B. PARK, S. - **Degradation Diagnosis System of Photovoltaic Panels with Mobile Application**. IEEE Transactions on Consumer Electronics, v. 60, n. 3, 2014.

LEITE, D. S. - **Degradação Induzida pelo potencial (PID) em módulo fotovoltaico**. Dissertação (Mestrado). FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 28 de Fevereiro de 2012.

LI, D. H. W.; CHEUNG, G. H. W.; LAM, J. C. - **Analysis of the operational performance and efficiency characteristic for photovoltaic system in Hong Kong**. Energy Conversion and Management, v. 46, p. 1107 – 1118, 2005.

LI, Z.; LIU, X.; TANG, R. - **Optical performance of vertical single-axis tracked solar panels**. Renewable Energy, v. 36, p. 64 – 68, 2011.

LIU, B.Y.H; JORDAN, R.C. - **The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation**, Solar Energy, v.4, p. 1– 19, 1960.

LORENZO, E.; ARAUJO, G.L. - **Electricidad Solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos**. Universidad Politécnica de Madrid. Instituto de Energía Solar. 1ª ed. Espanha: Progensa, 1994.

MACHADO NETO, L. V. B. - **Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural**. 2006. 199 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Viçosa, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Minas Gerais.

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, Florida, 2005.

MARTÍN, E. C. - **Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis**. 1998. 200 f. Tese (Doutorado) – Universidad Politécnica de Madrid, Escuela técnica superior de ingenieros de telecomunicación, Madrid.

MAVROMATAKIS, F.; MAKRIDES, G.; GEORGHIOU, G.; POTHRAKIS, A.; FRANGHIADAKIS, Y.; DRAKAKIS, E.; KOUDOUMAS, E. - **Modeling the photovoltaic potential of a site**. Renewable Energy, v. 35, p. 1387 – 1390, 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) - **Estudo e Propostas de Utilização de Geração Fotovoltaica Conectada à Rede, em Particular em Edificações Urbanas**. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF. Brasília, p. 1 – 93, 2009.

MONTESANO MIRANDA, A. B. C. - **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. Projeto (Graduação). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, 2014.

MUNOZ, M.A., ALONSO-GARCÍA, M.C., VELA, NIEVES, CHENLO, F. - **Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions**. Solar Energy, v. 85, p. 2264 – 2274, 2011.

PERPIÑAN, O.; LORENZO, E.; CASTRO, M. A. - **On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v.15, p. 265 – 274, 2007.

QUINTANA, M. A.; KING, D. L.; MCMAHON, T. J.; OSTERWALD, C. R. - **Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules**. Photovoltaic Specialists Conference, p. 1436 – 1439, 2002.

RAUGEI, M.; FRANKL, P. - **Life Cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks**. Energy, v. 34, p. 392 – 399, 2009.

REINOSO, C. R. S.; MILONE, D. H.; BUITRAGO, R. H. - **Efficiency study of different photovoltaic connection schemes under dynamic shading**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 35, p. 5838 – 5843, 2010.

SAHIN, A. D.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. - **Thermodynamic analysis of solar photovoltaic cell systems**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 91, p. 153 – 159, 2007.

SANTOS JÚNIOR, S. L. R. - **Análise de Materiais e Técnicas de Encapsulamento de Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS, Porto Alegre. 2008

SCHMIDT, H.; JANTSCH, M.; SCHMD, J. - **Results of the concerted action on power conditioning and control.** 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Switzerland, 1992.

SHARMA, V.; CHANDEL, S.S. - **Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems:** A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 27, p. 753 – 767, 2013.

SILVA, V. A. M. - **Influência da cobertura do céu na estimativa da radiação solar utilizando modelo digital de elevação.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Mato Grosso, Programa de Pós-graduação em Física Ambiental, Mato Grosso. 2011

SINGH, G. K. - **Solar power generation by PV (photovoltaic) technology:** A review. Energy, v. 53, p. 1 – 13, 2013.

SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. - **Improvement and validation of a model for a photovoltaic array performance.** Solar Energy, v. 80, p. 78 – 88, 2006.

TAMIZHMANI, G.; KUITCHE, J. - **Accelerated lifetime testing of photovoltaic modules.** Solar America Board for Codes and Standards, 2013.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. - **Distributed photovoltaic generation and energy storage systems:** A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, p. 506 – 511, 2010.

TRILLO-MONTERO, D.; SANTIAGO, I.; LUNA-RODRIGUEZ, J. J.; REAL-CALVO, R. - **Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of gri-connected photovoltaic systems.** Energy Conversion and Management, v. 81, p. 144 – 159, 2014.

U.S. Department of Energy – DOE, SunShot - **Photovoltaic System Pricing Trends - Historical, Recent, and Near-Term Projections 2015 Edition**, August 25, 2015. Disponível em: < [https://emp.lbl.gov/sites/all/files/pv\\_system\\_pricing\\_trends\\_presentation.pdf](https://emp.lbl.gov/sites/all/files/pv_system_pricing_trends_presentation.pdf) > Acesso em 28/03/16.

**YEARLY SUN OF GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION (GHI)** (Map). Disponível em: <[www.meteonorm.com/images/uploads/demo\\_uploads/ghi\\_v715\\_hr.png](http://www.meteonorm.com/images/uploads/demo_uploads/ghi_v715_hr.png)>. Acesso em 28/10/15.

WENDLANDT, S.; DROBISCH, T. A.; BUSETH, T.; KRAUTER, S.; GRUNOW, P. - **Hot spot risk analysis on silicon cell modules.** 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6 -10 September, Valencia, Spain, 2010

WOHLGEMUTH, J.H. KURTZ, S. – **Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity**. IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.

WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSER, D.; MAU, S.; REICH, N.; JAHN, U. - **Monitoring of photovoltaic systems: Good practices and systematic analysis**. 28th European PV Solar Conference and Exhibition, 2013, Paris, France.

ZHENG, H.; LI, S.; CHALLOO, R.; PROANO, J. - **Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations**. Renewable Energy, v. 68, p. 58 – 66, 2014.

## APÊNDICE A – Dados básicos de município onde os SFV foram instalados

### Município: Salinas

Estado: Minas Gerais

Latitude: 16° 10' 13" S

Longitude: 42° 17' 25" W



### Temperatura

Média anual: 22,7°C / Média máxima anual: 29,8°C / Média mínima anual: 17,2°C.

### Clima

Salinas é uma região de clima semiárido predominantemente quente por quase todos os meses do ano, que se caracteriza por um período de seca marcante, com chuvas mal distribuídas em outro período de chuvas torrenciais e espaçadas. Estação Seca: Abril a outubro. Estação Chuvosa: Novembro a março.

### Relevo

Altitude máxima: 1.030m / Altitude mínima: 432 m / Altitude da sede: 471 m.

**Topografia:** Plano: 40% / Ondulado: 33% Montanhoso: 25%.

### Vegetação

A vegetação predominante na região é a caatinga, cerrado e matas caducifólias.

**Município: Comercinho**

Estado: Minas Gerais

Latitude: 16° 17' 45" S

Longitude:

**Temperatura**

Com pouca variação, a temperatura média anual fica ao redor de 25°C a 40°C. O mês mais quente é fevereiro e o mais frio junho. A umidade relativa do ar varia de 60% e 80%.

**Clima**

Seu clima vai do semiárido ao úmido, com total pluviométrico anual compreendidos entre 600 mm e 1600 mm, distribuídos irregularmente ao longo do ano. Estação Seca: abril a outubro. Estação Chuvosa: novembro a março.

**Relevo**

Altitude máxima: 980 m / Altitude mínima: 452 m / Altitude da sede: 580 m.

**Topografia:** Plano: 40% / Ondulado: 35% Montanhoso: 25%

**Vegetação**

Seca e rasteira, típico de caatinga, com trechos de Cerrado, e matas caducifólias.

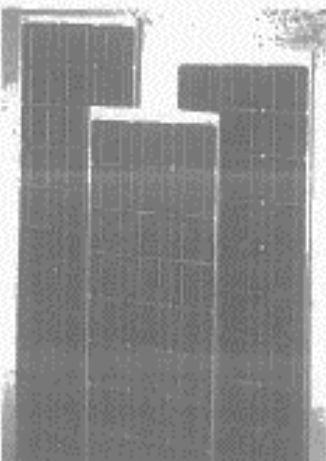
APÉNDICE B – Datasheet módulos fotovoltaicos ensaiados

**SOLARTEC**
**ELECTRICIDAD SOLAR**

### M55 M75 M65

**MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE ALTA EFICIENCIA**  
 Industria Argentina

Fabricados bajo licencia de ARCO SOLAR INTERNATIONAL INC.  
 Garantizados por SOLARTEC S.A.



Los módulos Solartec Serie M están constituidos por células fotovoltaicas Arco Solar de silicio monocristalino conectadas en serie. Las células tienen un tratamiento antirreflexivo. El frente de los módulos es de vidrio templado, de bajo coeficiente de reflexión. Los cables están encapsulados con resina de epoxi y aluminio electrolítico E.V.A. y para mayor resistencia a la humedad, estabilidad y protección ultravioleta y al oxidación eléctrica. La parte posterior está formada por un polímero de alta resistencia muy resistente a la acción mecánica.

El marco es de aluminio anodizado con perforaciones para montaje y sujeta a tierra. Perfora en cada uno de los extremos, uno I y uno L, diseñados para fijar el correspondiente sistema. Dos dios de bronce aseguran la posición correcta y el sellado parcial del módulo.

Diseñados, ensaiados y evaluados en laboratorio según normas internacionales Shock Test V Especificación 5101-81 - J.P.L.L. en un amplio rango de condiciones operativas 1 - 40°C - 90°C. Garantía limitada por 30 años sobre la potencia del módulo.

**Modelo M55:** Se adapta a la mayoría de las aplicaciones prácticas sobre el cableado de la carga de baterías y almacenamiento de reservas en células muy sensibles.

**Modelo M75:** De media tensión, igual carga de aplicación con el M55 excepto en las dimensiones y cables.

**Modelo M65:** Auto regulable. Para con la tensión de la batería. Destinado a unas reservas en ambientes húmedos, áreas reducidas y viviendas.

---

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

Para condiciones standard: Insulación: 1000 W/m<sup>2</sup>  
 AM 1.5 - Temperatura de la célula: 25°C

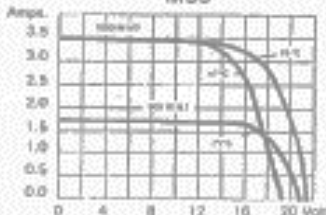
Modelo:		M55	M75	M65
Potencia Nominal (Watt)		55.00	90.00	45.00
Cuerpo (Anchura)	Típica (en carga)	3.17	3.13	3.11
	En corto circuito	3.50	3.60	3.40
Tensión (Voltaje)	Típica (en carga)	17.40	18.00	14.50
	En circuito abierto	21.30	19.90	18.10
Medidas (cm)		(Largo x ancho x espesor)		
		1283 x 330 x 36	1218 x 330 x 36	1083 x 330 x 36
Peso (kg)		5.7	6.3	4.8
Temperatura máxima de operación (célula inact.)		42°C ± 3°C	42°C ± 3°C	42°C ± 3°C

---

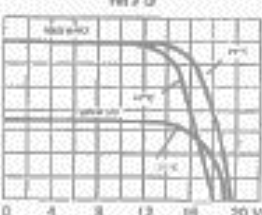
**CURVAS CARACTERÍSTICAS**

Las curvas I - V (corriente - tensión) muestran el comportamiento de los módulos a diferentes niveles de iluminación y distintas temperaturas de las células.

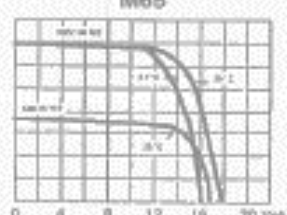
**M55**



**M75**




**M65**



Estos datos eléctricos deben ser usados solamente para cálculos constructivos. Los módulos están sujetos a cambio en un año por una garantía completa sobre estos productos, con respecto al deterioro por fabricación, la instalación y el uso. La garantía completa cubre el producto original, por SOLARTEC S.A. o sus distribuidores.

Distribuido por:



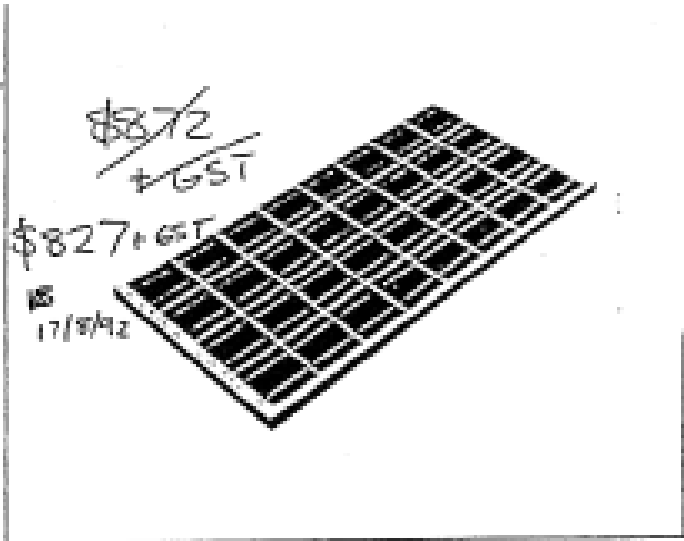
**KYOCERA**

**LA321K45**

**HIGH EFFICIENCY  
MULTICRYSTAL  
PHOTOVOLTAIC  
MODULE**

TYPICAL OUTPUT 45.3 Wp

**SELF REGULATING  
TYPE**



**HIGHLIGHTS OF KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES**

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities have produced a highly efficient multicrystal solar module.  
 The conversion efficiency of the Kyocera solar cell is over 14%.  
 These cells are encapsulated between a tempered glass cover and an EVA potant with PVF and aluminum foil back sheet to provide maximum protection from the severest environmental conditions.  
 The entire laminate is installed in an anodized aluminum frame to provide structural strength and ease of installation.

**APPLICATIONS**

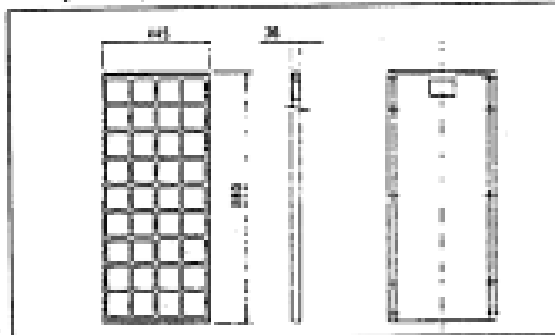
- Microwave/radio repeater stations
- Electrification of villages in remote areas
- Medical facilities in rural areas
- Power source for summer vacation homes
- Emergency communication systems
- Water quality and environmental data monitoring systems
- Navigation lighthouses, and ocean buoys
- Pumping systems for irrigation, rural water supplies and livestock watering
- Aviation obstruction lights
- Cathodic protection systems
- Desalination systems
- Recreational vehicles
- Railroad signals
- Sailboat charging systems

**SPECIFICATIONS**

■ Electrical Specifications

MODEL	LA321K45
Output	45.3 Watts
Optimum Voltage	15.8 Volts
Optimum Current	3.00 Amps
Open Circuit Voltage	18.9 volts
Short-Circuit Current	3.35 Amps
Length	880mm (34.6in.)
Width	445mm (17.5in.)
Depth	35mm (1.4in.)
Weight	5.3 kg (11.7 lbs.)

■ Physical Specifications



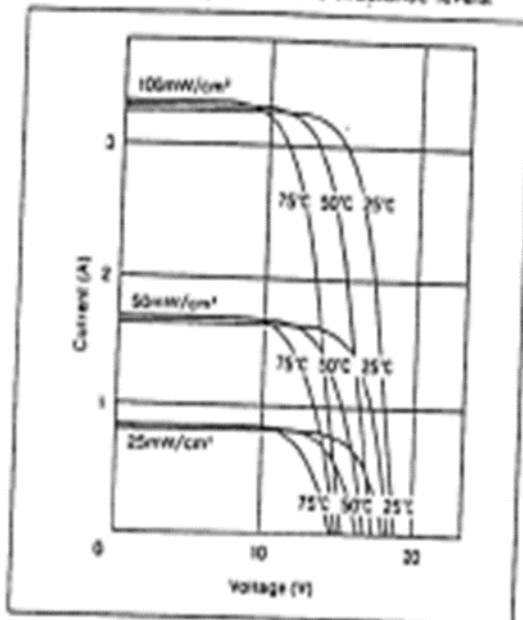
Note: The electrical specifications are under test conditions of irradiance of 1000 milliwatt/cm<sup>2</sup>, spectrum of 1.5 air mass and cell temperature of 25°C.

Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice.  
 Custom-made laminates and modules are also available upon request.



## Electrical Characteristic

I-V characteristic of solar module LA321K45 at various cell temperature and irradiance levels.



## Environmental Conditions

Operating temperature	-40~+90°C
Storage temperature	-40~+90°C

## QUALITY ASSURANCE

- Kyocera multicrystal photovoltaic modules exceed government specifications for the following tests.
- Thermal cycling test
  - Thermal shock test
  - Thermal/Freezing and high humidity cycling test
  - Electrical isolation test
  - Hail impact test
  - Mechanical, wind and twist loading test
  - Salt mist test
  - Light and water exposure test
  - Field exposure test

Please contact our office to obtain details without obligation.



KYOCERA



PHOTOCOMM, INC.  
Photovoltaic Systems

909 Johns Maryland Rd.  
Grass Valley, CA 95945

PH: 916-477-5121  
800-544-6456  
FAX: 916-477-5751  
TELEX: 922165

APÊNDICE C – Resultados de ensaios realizados pelo fabricante

モジュール在庫、出荷管理記録

整理No.	シリアルNo.	電 気 特 性				セル出荷ロット	セル効率	出荷日	出荷先	備 考					
		Pm [W]	Vm [V]	Im [A]	Voc [V]						ISC [A]	FF			
6196	96823-045	46.3	15.2	3.04	19.5	3.24	.731	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6197	96823-046	46.5	15.1	3.09	19.5	3.24	.732	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6198	96823-047	45.9	15.0	3.05	19.5	3.21	.735	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6199	96823-048	45.3	15.2	3.04	19.5	3.27	.727	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6200	96823-050	45.7	15.0	3.05	19.5	3.21	.732	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6201	96823-051	46.0	15.1	3.06	19.5	3.26	.723	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6202	96823-052	45.9	15.1	3.04	19.5	3.25	.724	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6203	96823-054	45.9	15.1	3.04	19.5	3.20	.737	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6204	96823-056	45.9	15.3	3.01	19.5	3.22	.730	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6205	96823-066	46.3	15.1	3.07	19.5	3.22	.736	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6206	96823-100	46.0	15.1	3.05	19.5	3.25	.726	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6207	96823-104	46.0	15.1	3.05	19.5	3.22	.735	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6208	96823-107	46.0	15.1	3.05	19.5	3.26	.724	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6209	96823-112	46.0	15.3	3.01	19.5	3.24	.728	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6210	96823-114	46.1	15.2	3.03	19.5	3.24	.731	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6211	96823-116	45.9	15.1	3.04	19.5	3.23	.730	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6212	96823-119	46.1	15.1	3.06	19.5	3.22	.733	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6213	96823-122	45.8	15.2	3.01	19.4	3.21	.735	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6214	96823-123	46.0	15.1	3.05	19.4	3.24	.731	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6215	96823-130	46.1	15.0	3.07	19.5	3.21	.739	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6216	96823-157	46.0	15.0	3.06	19.5	3.24	.730	96/08/10	08/11	960710-00	13.96				
6217	96823-191	45.6	15.1	3.02	19.5	3.21	.731	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6218	96823-192	45.6	15.3	2.99	19.5	3.18	.736	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6219	96823-193	45.9	15.1	3.03	19.5	3.21	.733	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6220	96823-194	45.6	15.2	3.00	19.4	3.19	.736	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6221	96823-195	45.3	15.2	2.98	19.4	3.09	.755	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6222	96823-196	45.7	15.4	2.97	19.5	3.13	.749	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6223	96823-197	45.7	15.2	3.00	19.4	3.19	.738	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6224	96823-198	46.5	15.5	3.00	19.5	3.21	.743	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6225	96823-199	46.1	15.1	3.06	19.5	3.21	.735	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6226	96823-200	46.1	15.2	3.02	19.5	3.20	.738	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6227	96823-201	45.8	15.3	3.00	19.5	3.20	.734	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6228	96823-202	44.9	15.2	2.96	19.4	3.16	.735	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6229	96823-203	44.6	15.1	2.95	19.3	3.15	.736	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
6230	96823-204	45.9	15.3	3.00	19.5	3.17	.742	96/08/10	08/11	960718-00	14.41				
段 平 均		45.9	15.3	3.03	19.5	3.21	.734	段合計 Pm	1606.1	段平均UP率	1.4				
総 平 均								総合計 Pm		総平均UP率					

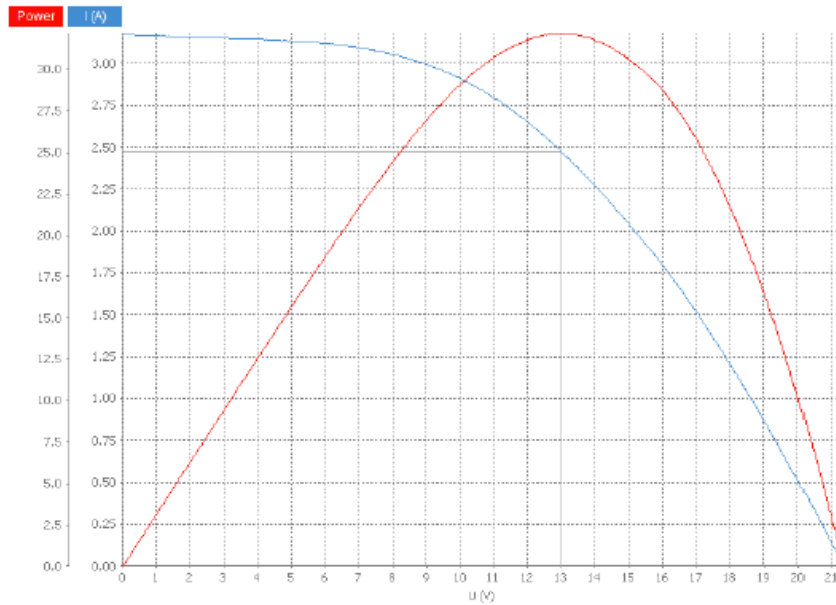
## APÊNDICE D – Resultados de testes flash



**PASAN**  
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement  
PASAN Tester

Operator **Givaldo dos Reis** Measurement **2016/04/01 09.47.22**  
 PASAN Tester version **R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)**



### M 55

Manufacturer	<b>SOLARTEC</b>	Type	<b>monocristali</b>
Serial number	<b>1</b>	Configuration DUT	<b>Module</b>
Single cell area	<b>100.00 cm<sup>2</sup></b>	DUT area	<b>4266.90 cm<sup>2</sup></b>
Cells in series	<b>36</b>	Cells in parallel	<b>1</b>

### Mono + Th

Irradiance Channel 1

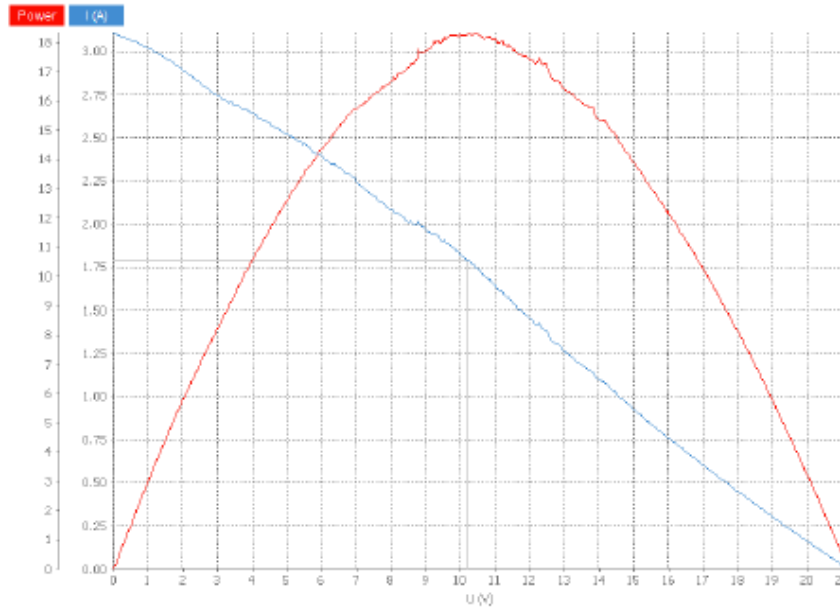
Serial number	<b>0020003500000447</b>	Temperature coefficient	<b>0.00%/°C</b>
Sensitivity	<b>133.550 mV/(kW/m<sup>2</sup>)</b>		

Direct		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	25.84 °C	Fill factor	47.41 %
DUT temperature	25.69 °C	Cell efficiency	8.94 %
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	7.54 %
Gavg	999.94 W/m <sup>2</sup>		
GstdDev	0.14 W/m <sup>2</sup>		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m <sup>2</sup>		
Regression linear for Voc	21.344 V		
Linear regression Isc	3.179 A		
Regression linear for	2.667 Ω		
Regression linear for	101.325 Ω		
Maximum power	32.167 W		
Voltage at Maximum	13.000 V		
Current at Maximum	2.474 A		



Performance measurement  
PASAN Tester

Operator **Givaldo dos Reis** Measurement **2016/04/01 10.03.51**  
 PASAN Tester version **R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)**



**M 55**

Manufacturer	<b>SOLARTEC</b>	Type	<b>monocristali</b>
Serial number	<b>2</b>	Configuration DUT	<b>Module</b>
Single cell area	<b>100.00 cm<sup>2</sup></b>	DUT area	<b>4266.90 cm<sup>2</sup></b>
Cells in series	<b>36</b>	Cells in parallel	<b>1</b>

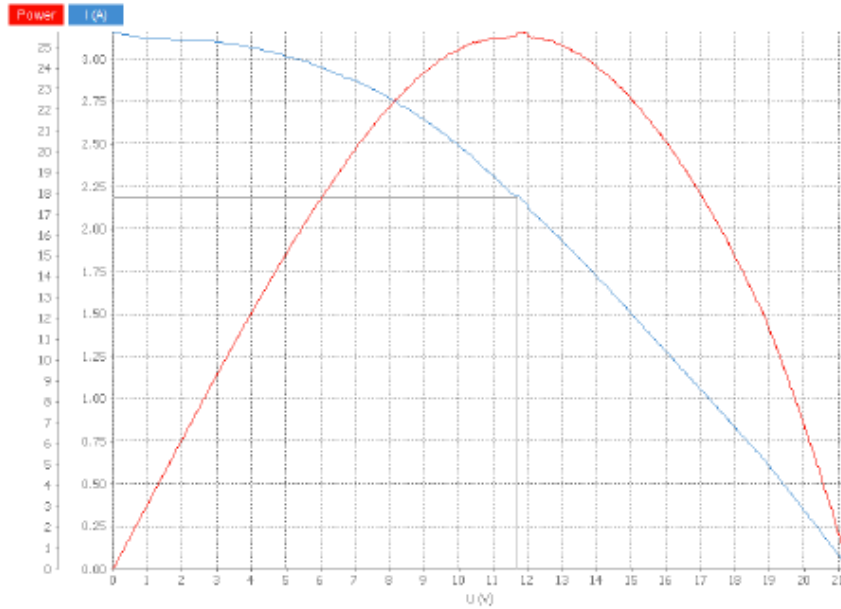
**Mono + Th** Irradiance Channel 1

Serial number	<b>0020003500000447</b>		
Sensitivity	<b>133.550 mV/(kW/m<sup>2</sup>)</b>	Temperature coefficient	<b>0.00%/°C</b>

Direct		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	25.75 °C	Fill factor	27.67%
DUT temperature	25.96 °C	Cell efficiency	5.08%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	4.28%
Gavg	999.85 W/m <sup>2</sup>		
GstdDev	0.17 W/m <sup>2</sup>		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m <sup>2</sup>		
Regression linear for Voc	21.076 V		
Linear regression Isc	3.135 A		
Regression linear for	6.723 Ω		
Regression linear for	8.043 Ω		
Maximum power	18.284 W		
Voltage at Maximum	10.183 V		
Current at Maximum	1.795 A		



Operator **Givaldo dos Reis** Measurement **2016/04/01 10.15.42**  
 PASAN Tester version **R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)**



**M 55**

Manufacturer	<b>SOLARTEC</b>	Type	<b>monocristali</b>
Serial number	<b>3</b>	Configuration DUT	<b>Module</b>
Single cell area	<b>100.00 cm<sup>2</sup></b>	DUT area	<b>4266.90 cm<sup>2</sup></b>
Cells in series	<b>36</b>	Cells in parallel	<b>1</b>

**Mono + Th** **Irradiance Channel 1**

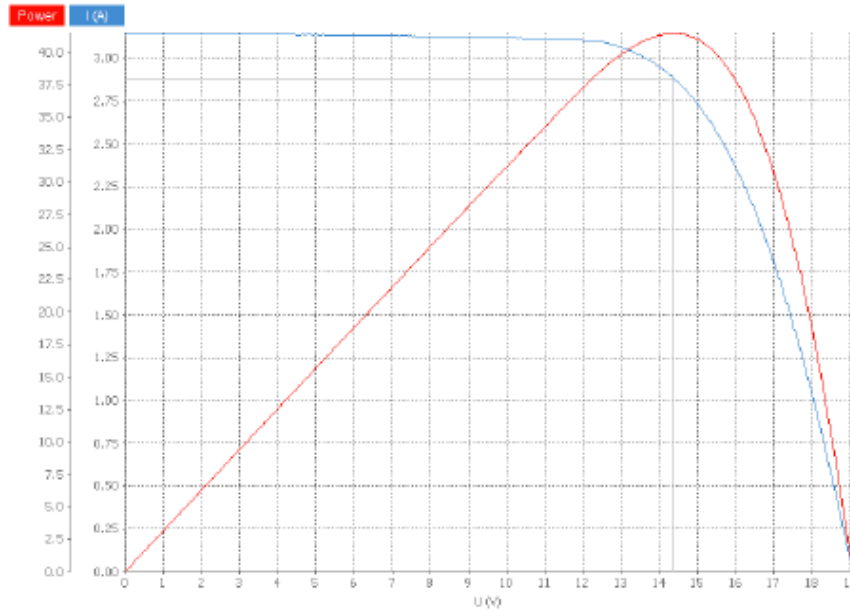
Serial number	<b>0020003500000447</b>		
Sensitivity	<b>133.550 mV/(kW/m<sup>2</sup>)</b>	Temperature coefficient	<b>0.00%/°C</b>

Direct		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	25.84 °C	Fill factor	37.59%
DUT temperature	25.96 °C	Cell efficiency	7.10%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	5.99%
Gavg	1000.06 W/m <sup>2</sup>		
GstdDev	0.17 W/m <sup>2</sup>		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m <sup>2</sup>		
Regression linear for Voc	21.338 V		
Linear regression Isc	3.187 A		
Regression linear for	3.955 Ω		
Regression linear for	26.479 Ω		
Maximum power	25.562 W		
Voltage at Maximum	11.708 V		
Current at Maximum	2.183 A		





Operator **Givaldo dos Reis** Measurement **2016/04/01 08.50.49**  
 PASAN Tester version **R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)**



**LA321K45S**

Manufacturer	<b>Kyocera</b>	Type	<b>policristalin</b>
Serial number	<b>96823204</b>	Configuration DUT	<b>Module</b>
Single cell area	<b>100.00 cm<sup>2</sup></b>	DUT area	<b>3916.00 cm<sup>2</sup></b>
Cells in series	<b>32</b>	Cells in parallel	<b>1</b>

**Poly + th** Irradiance Channel 1

Serial number	<b>0020033100000142</b>		
Sensitivity	<b>117.200 mV/(kW/m<sup>2</sup>)</b>	Temperature coefficient	<b>0.00%/°C</b>

Direct		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	25.40 °C	Fill factor	69.12%
DUT temperature	25.42 °C	Cell efficiency	12.96%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	10.59%
Gavg	983.88 W/m <sup>2</sup>		
GstdDev	0.16 W/m <sup>2</sup>		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m <sup>2</sup>		
Regression linear for Voc	19.058 V		
Linear regression Isc	3.147 A		
Regression linear for	0.988 Ω		
Regression linear for	557.246 Ω		
Maximum power	41.461 W		
Voltage at Maximum	14.363 V		
Current at Maximum	2.887 A		

## APÊNDICE E – Trabalhos e artigos publicados



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

### Utilização da Geração Descentralizada com Sistemas Fotovoltaicos para Universalização do Atendimento Elétrico

<b>Antonla Sônia Alves Cardoso Diniz</b>	<b>Edson Dias França</b>	<b>Dênio Alves Cassini</b>
<b>Cemig Distribuição S.A.</b>	<b>Cemig Distribuição S.A.</b>	<b>Cemig Distribuição S.A.</b>
asacd@cemig.com.br	edias@cemig.com.br	dac@cemig.com.br
<b>Mara Amorim de S. Carvalho</b>	<b>Cláudia V. T. Cabral</b>	<b>Lauro V. B. Machado Neto</b>
<b>Cemig Distribuição S.A.</b>	<b>PUC-Minas</b>	<b>PUC-Minas</b>
mamorim@cemig.com.br	lvilhena@pucminas.com.br	lvilhena@pucminas.com.br

#### Palavras-chave

Eletrificação rural

Geração descentralizada

Sistemas Fotovoltaicos

Universalização do atendimento

#### RESUMO

O atendimento à demanda por energia elétrica pela via convencional a comunidades rurais, dispersas, cuja população apresenta um baixo potencial de consumo (em sua maioria até 30 kWh/mês), exige valores elevados de investimento, operação e manutenção, tornando mais viável economicamente realizar o atendimento via tecnologias complementares a rede elétrica. Estes consumidores, devido ao tipo das cargas utilizadas (basicamente iluminação e TV) e hábitos culturais consomem energia, principalmente, no horário de ponta do sistema elétrico, podendo ainda, forçar a necessidade de reforço no sistema de subtransmissão.

Diante dessa realidade, torna-se necessária à busca por tecnologias de geração descentralizada para atendimento ao mercado potencial, que esteja localizado dentro de áreas distantes, isoladas ou de difícil acesso à rede elétrica de distribuição. Esta necessidade foi reforçada pela inclusão da geração descentralizada como modalidade de atendimento dentro do Programa Luz para Todos/MME.

A CEMIG deu um passo importante na utilização da geração descentralizada ao integrar sistemas fotovoltaicos como tecnologia complementar à rede elétrica convencional, viabilizando o cumprimento da meta de universalização do atendimento, na sua área de concessão. No entanto, é necessário que a inserção desta tecnologia venha acompanhada de critérios sólidos de escolha da modalidade de atendimento, de garantia assegurada do desempenho dos sistemas através de definição de ensaios e compatibilidade dos equipamentos, bem como da disponibilidade energética exigida pela Res. ANEEL 083/2004. Para garantir a sustentabilidade desta tecnologia fotovoltaica, os sistemas devem ser inseridos em todas as rotinas operacionais assegurando a satisfação dos consumidores.



## XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2010 – 22 a 26 de novembro

São Paulo - SP - Brasil

### Titulo do Trabalho:

#### A Gestão de O&M de Sistemas Fotovoltaicos na CEMIG Distribuição SA.

Denio Alves Cassini	Edson Dias França	Márcio Eli M. Souza	Antonia S. A. C. Diniz
CEMIG Distribuição SA	CEMIG Distribuição SA	CEMIG Distribuição SA	PUC - Minas
dac@CEMIG.com.br	edias@CEMIG.com.br	msouza@cemig.com.br	asacd@pucminas.br

### Palavras-chave

Eletrificação rural;

Geração descentralizada

Gestão de O&M;

Sistemas fotovoltaicos;

Universalização do atendimento;

### Resumo

O atendimento à demanda por energia elétrica pela via convencional a comunidades rurais, dispersas, cuja população apresenta um baixo potencial de consumo (em sua maioria até 30 kWh/mês), exige valores elevados de investimento, operação e manutenção, tornando mais viável economicamente realizar o atendimento via tecnologias complementares a rede elétrica. Estes clientes, devido ao tipo das cargas utilizadas (basicamente iluminação e TV) e hábitos culturais consomem energia, principalmente, no horário de ponta de carga do sistema elétrico, podendo ainda, forçar a necessidade de reforço no sistema de subtransmissão.

Diante dessa realidade, tornou-se necessária à busca por tecnologias de geração descentralizada para atendimento ao mercado potencial, que está localizado em áreas distantes, isoladas ou de difícil acesso à rede elétrica de distribuição. Esta necessidade foi reforçada pela inclusão da geração descentralizada como modalidade de atendimento dentro do Programa Luz para Todos, do governo federal.

A CEMIG deu um passo importante na utilização da geração descentralizada ao integrar sistemas fotovoltaicos como tecnologia complementar à rede elétrica convencional, viabilizando o



Contents lists available at ScienceDirect

## Renewable and Sustainable Energy Reviews

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/rser](http://www.elsevier.com/locate/rser)

## Review of the photovoltaic energy program in the state of Minas Gerais, Brazil

Antonia Sônia A.C. Diniz<sup>a,\*</sup>, Lauro V.B. Machado Neto<sup>a</sup>, Carlos F. Camara<sup>a</sup>, Paulo Morais<sup>a</sup>,  
 Claudia V.T. Cabral<sup>b</sup>, Delly Oliveira Filho<sup>b</sup>, Regina F. Ravinetti<sup>c</sup>, Edson D. França<sup>c</sup>,  
 Denio A. Cassini<sup>c</sup>, Márcio E.M. Souza<sup>c</sup>, José H. Santos<sup>c</sup>, Mara Amorim<sup>c</sup>

<sup>a</sup> Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC Minas GREEN-IPUC – Energy Study Group – Politechnical Institute – Av. Dom José Gaspar,

500 – Belo Horizonte CEP 30535 – 610, Brazil

<sup>b</sup> Universidade Federal de Viçosa – UFV, Brazil

<sup>c</sup> Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Brazil

## ARTICLE INFO

Article history:  
 Received 10 January 2010  
 Accepted 1 May 2010

Keywords:  
 Photovoltaic system  
 Rural electrification  
 Decentralized generation  
 Universal electricity service  
 Government policy

## ABSTRACT

In much of the world, there is increasing demand for electricity to serve rural communities, isolated from the existing grids and typified by low-density electrical consumption. Because these non-urban consumer markets require rather high implementation investments (as well as high operation and maintenance costs), new technological and policy options are required to meet the needs of these markets. These consumers typically use energy in daytime peak hours of electricity, typically for lighting, television, and communication—as well as for a variety of cultural habits such as hot water that impose high demands on the utility's power distribution and generation system. This has been the case in Brazil, making it necessary to identify decentralized generation technologies to meet the potential markets, typically serving rural and poorer areas. The government itself provided the impetus with the passage of the Brazilian "Universalization Law" that mandated supplying electricity access for the entire population by the year 2010. This law allows the use of both the distribution grid and renewable energy off-grid technologies. In response, Brazil's largest state utility, Energetic Company of Minas Gerais (CEMIG) has aggressively implemented the use of decentralized photovoltaic systems to supplement the conventional power grid to satisfy the "universalization" targets. This paper provides a summary of the status and the future prospects of solar photovoltaic Energy in Brazil, within the context of the "universal electricity supply" policy. The focus here is to highlight the successes and the issues experienced to date in the State of Minas Gerais. This includes examining the methods implemented to ensure system reliability for the consumers, as well as the standards established under the Agência Nacional de Energy Elétrica (ANEEL), the national regulator electrical agency that ensures compliance with the federal regulations.

© 2011 Elsevier Ltd. All rights reserved.

## Contents

1. Introduction .....	2697
2. Context of rural electrification in Brazilian electric sector .....	2697
2.1. Overview of Brazilian power electricity system .....	2697
2.2. Rural electrification in Brazil .....	2698
2.3. Photovoltaic solar energy use in rural electrification in Brazil .....	2699
3. CEMIG's contributions to the implementation of autonomous photovoltaic systems in the Brazilian environment .....	2700
4. Methodology and project development .....	2702
4.1. Energy availability monthly guaranteed .....	2702
4.2. Criteria for deployment of photovoltaics technology in the light for All Program/CEMIG .....	2703
4.2.1. Location of rural communities .....	2703
4.2.2. Evaluation of the rural electrification cost .....	2703
4.2.3. Characteristics of the user communities .....	2704
4.2.4. Selection criteria .....	2704

\* Corresponding author. Tel.: +55 31 3319 4387/4910.  
 E-mail address: [asacd@pucminas.br](mailto:asacd@pucminas.br) (A.S.A.C. Diniz).

## ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À FACHADA DE UMA EDIFICAÇÃO DA UNIVERCEMIG

José Marcos Chaves Barbosa – jose.barbosa@sga.pucminas.br  
 Antônia Sônia A. Cardoso Diniz – asacd@pucminas.br  
 Lauro Vilhena Machado Neto – lvilhena@pucminas.br  
 Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Instituto Politécnico da PUC-Minas  
 Márcio Eli Moreira de Souza – msouza@cemig.com.br  
 Denio Alves Cassini – dac@cemig.com.br  
 Edson Dias França – edias@cemig.com.br  
 Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG-D

**Resumo.** Este artigo apresenta um estudo comparativo do comportamento do sistema fotovoltaico pertencente à UniverCemig e localizado em Sete Lagoas, Minas Gerais, Brasil, de acordo com algumas variações de sua configuração geométrica. As configurações simuladas variam a partir de um modelo para a condição do sistema real até uma condição provavelmente ideal. Os resultados obtidos das simulações foram comparados uns com os outros e com dados medidos do sistema. Os valores obtidos neste trabalho indicam que, para este sistema, a inclinação de 90° é a principal causa de diminuição da energia produzida anualmente (cerca de 50% em relação à inclinação de 20°) e que o sombreamento e a orientação causam perdas menores. Estudos posteriores devem ser realizados para determinar as causas das diferenças entre os resultados da simulação do sistema real e os dados medidos.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico, BIPV, Simulação

### 1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica tem apresentado um crescimento mundial muito significativo nos últimos anos, devido principalmente, a intensificação de programas de governos europeus, forçados pelos compromissos assumidos pelo Tratado de Kyoto, favorecendo o uso das fontes de energia renováveis.

Dentro das opções de aplicação de sistemas fotovoltaicos, a utilização dos mesmos como micro geração distribuída, conectadas a rede elétrica e integrada as edificações em áreas urbanas, tem contribuído muito para a expansão da utilização de sistemas fotovoltaicos. No Brasil, apesar de um reduzido número destes sistemas já instalados, a maioria instalados em universidades e concessionárias, existe um potencial de significativa expansão estimulada por recente resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (ANEEL n.º 482/2012), permitindo a conexão dos mesmos nos sistemas elétricos das distribuidoras.

Dentro da filosofia de pesquisar as várias opções de integração de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica de distribuição, a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) instalou vários sistemas, dentre eles, um especial foi instalado integrado a uma edificação da UniverCemig (Universidade Corporativa da Cemig) em seu campus localizado em Sete Lagoas, ex-Escola de Formação e Aperfeiçoamento Profissional (EFAP), que é o espaço onde ela centraliza os cursos presenciais técnicos que oferece aos seus funcionários. A característica peculiar deste sistema é que ele foi instalado verticalmente na parede frontal do prédio onde funciona o Centro de Energia Fotovoltaica da CEMIG.

Este trabalho teve como objetivo apresentar os resultados do estudo comparativo entre simulações e medições do desempenho elétrico do sistema fotovoltaico da EFAP. Nas simulações foram considerados os efeitos da inclinação, da orientação e dos elementos de sombreamento que circundam o sistema. A avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico foi feita através da comparação dos resultados de simulações de desempenho e dos dados obtidos do sistema instalado e monitorado via Sunny Portal (2011) da SMA.

### 2. METODOLOGIA

Para modelamento e simulação do sistema fotovoltaico instalado na EFAP, foram utilizados três softwares. O EnergyPlus 6 (atualmente disponível na versão 7.1) foi utilizado para realização dos cálculos. O Google SketchUp 8 (versão gratuita), como ferramenta de desenho. Enquanto o NREL OpenStudio 0.5.0 (atualmente disponível na versão 0.8.1) foi utilizado como interface entre o EnergyPlus, o SketchUp e o usuário.

O EnergyPlus é um software gratuito de simulação desenvolvido e atualizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (U.S. DOE). Ele foi desenvolvido para auxiliar engenheiros, arquitetos e pesquisadores na modelagem dos usos de energia e de água relacionados a edificações (U.S. DOE, 2012). Ele não possui uma interface de usuário amigável, sendo necessária a utilização de outros softwares que façam a interface entre o usuário e o

## ESTUDO PARA MITIGAÇÃO DAS FALHAS EM INVERSORES, CONTROLADORES DE CARGA E BATERIAS PROVOCADAS PELA ELEVAÇÃO DA TEMPERATURA INTERNA NOS ARMÁRIOS DE SIGFI'S

Marcio Eli Moreira de Souza – msouza@cemig.com.br

Dênio Alves Cassini – dac@cemig.com.br

Danilo Derick Silva Alves – danilo.silva@cemig.com.br

CEMIG Distribuição SA

Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz – asacd@pucminas.br

Lauro Vilhena Machado Neto – lvilhena@pucminas.br

Lucas Paglioni Pataro Faria – lucas.faria@pucminas.br

Suellen C. S. Costa – suellencosta@gmail.com

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC/MG

*Resumo. Este artigo apresenta os resultados dos estudos realizados pela CEMIG em conjunto com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC/MG, com o objetivo de propor uma solução para mitigar a ocorrência de falhas em equipamentos que compõem os sistemas fotovoltaicos (SIGFI'S – Sistema Individual de Geração de Fontes Intermitentes) instalados na região norte e nordeste do estado de Minas Gerais. Tais equipamentos, inversores, controladores de carga e baterias, vinham apresentando falhas em função da temperatura interna nos armários padrão fotovoltaico que foram utilizados para seu acondicionamento. Uma das alternativas encontradas e analisadas, no intuito de minimizar o efeito da temperatura nestes equipamentos, foi à aplicação de tintas refletivas na superfície dos armários fotovoltaicos. Os ensaios realizados considerando três armários cobertos por diferentes marcas de tintas, mostraram que a tinta InsulPaint apresenta melhor eficiência, já que as temperaturas em diferentes pontos do armário foi menor se comparado com as demais.*

**Palavras-chave:** Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos Isolados, SIGFI, Falhas em equipamentos, Armário Fotovoltaico.

### 1. INTRODUÇÃO

Há vários anos a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) vem investigando o uso da energia solar no Estado de Minas Gerais, tendo acumulado experiência e conhecimento no desempenho técnico dos equipamentos, bem como na adaptabilidade e aplicabilidade desta tecnologia, considerando-se as condições climáticas e os parâmetros socioeconômicos do Estado, em várias aplicações, tais como em estações meteorológicas, na proteção catódica de torres e na pré-eletrificação rural. Porém, foi na utilização dessa tecnologia em áreas rurais, distantes e isoladas da rede elétrica convencional, que foram concentrados os maiores esforços.

Desde 1990, a CEMIG avalia a viabilidade técnica e econômica da eletrificação rural de clientes em locais remotos e de baixo potencial de consumo de eletricidade, utilizando a energia solar como fonte energética. O principal objetivo era obter conhecimentos sobre opções de tecnologias complementares, a rede elétrica convencional, para eletrificação rural. Para alcançar este objetivo, foram implantadas diversas instalações experimentais e de demonstração utilizando a tecnologia fotovoltaica de transformação direta da energia radiante do sol em eletricidade. Essas instalações decorreram de convênios e aporte de recursos de diversas instituições nacionais e internacionais, tais como o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPTEL, o National Renewable Energy Laboratory – NREL, a Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit – GIZ, o Banco Alemão KfW, o Ministério de Minas e Energia - MME através do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios - PRODEEM e de municípios, dentre outros. Entre 1990 – 1999 foram implantados vários projetos da demonstração da tecnologia fotovoltaica.

Diante dos resultados positivos oriundos destas experiências, a CEMIG criou o "Programa LUZ SOLAR – Pré-eletrificação Rural Utilizando Sistemas Fotovoltaicos", em 1999, que foi fundamental para utilização da geração descentralizada. Através deste programa foram beneficiados 550 domicílios rurais e 200 escolas, em parceria com o MME, através do PRODEEM.

Baseado no domínio tecnológico da energia solar fotovoltaica pelo corpo técnico da CEMIG e implantação da infraestrutura de operacionalização, a empresa decidiu optar por sistemas fotovoltaicos como a tecnologia complementar à rede elétrica convencional para o cumprimento das metas de universalização dentro do Programa Luz para Todos – LPT.

# Development and Prototype Validation of a Novel Bidirectional Intelligent Conversion and Connection Unit (BICC) for Grid-Connected Photovoltaic-Storage Systems

<sup>1</sup>Antonia Sônia A. C. Diniz, <sup>1</sup>Lauro V. B. Machado Neto, <sup>1</sup>Flávio Maurício de Souza, <sup>1</sup>Suellen C. S. Costa, <sup>2</sup>Marcio E. M. de Souza, <sup>2</sup>Denio A. Cassini, <sup>2</sup>Francisco H. A. F. Souza, <sup>2</sup>Danilo D. S. Alves, <sup>3</sup>Wilton de C. Padrão, <sup>3</sup>Flávio M. C. Michel and <sup>4</sup>Delly Oliveira Filho

<sup>1</sup>GREEN Solar-IPUC, Pontificia Universidade Católica Minas Gerais –PUCMinas, <sup>2</sup>Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG-D, <sup>3</sup>Engetron Ltda, Belo Horizonte, Brasil

<sup>4</sup>Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, Brasil

**Abstract** — This paper presents studies and the implementation of a novel grid-connected PV system with storage. The goal of this project is to validate the operation and to determine the benefits and limitations of integrating storage with grid-connected PV systems. The objective is to evaluate the viability of using complementary electricity storage for meeting the local evening peak demands - “night-time peak shaving” in a typical load curve of CEMIG’s feeder. A novel and versatile control unit—the Bidirectional Intelligent Conversion and Connection Unit (BICC)—has been developed to control the flow of energy from the electricity sources (i.e., PV generator, battery bank, and electric-power grid). In designing this electronic system, we adopted a topology in which the inverter and the maximum power tracking (MPPT) optimize the available power by incorporating two separate and independent converters. In the first phase of the project, a prototype of the system that includes PV with storage and the BICC unit has been installed at GREEN Solar-IPUC in PUC Minas and been under test to evaluate its performance. These trials have been used to optimize system parameters in order to improve the BICC and its interfacing parameters and ensure safe operation of PV-storage system with the grid. This paper reports on the design and advantages of the BICC, the procedures used in the parameter optimization of the prototype, the effectiveness of the BICC in improving the control and connection, conformity to standards, and the viability of scale up for the second phase testing connected to the electric grid (for the utility CEMIG) with storage at the football stadium, Arena do Jacaré, located in Sete Lagoas, Minas Gerais.

**Index Terms** — grid-connected, storage systems, MPPT, inverter, bidirectional conversion.

## I. INTRODUCTION

Despite the significant deployment of photovoltaics technology in recent years, the intermittency of the photovoltaic generation is a major drawback for the technology. The use of integrated grid-connected PV systems with storage can help minimize this problem. Storage systems are classified as distributed energy resources and can be used to significantly diminish the adverse effects of PV intermittency. This is especially beneficial to reducing peak-hour electricity demand experienced by many electric utilities [1].

However, grid-connected photovoltaic systems with storage are only in their infancy with respect to being incorporated into the electric utility system. Energy storage technologies cover a wide spectrum of various applications in the power electric system, including power management (management of supply-side and demand), balancing the load curve, and peak shaving [1]. One of the first reported PV/storage systems was installed in American Electric Power’s (AEP) distribution network in Albuquerque, NM, with a 10 MVA, 480 V, discharge of batteries for 4-10 hours depending on the load feeders [2]. These systems are also being used in southern Japan, with an example, the main solar plant with storage installed on the island Miyako-jima, to normalize the load curve and to reduce the intermittency of photovoltaic generation [3]. This paper presents studies and implementation of a novel grid-connected PV system with storage (supported by the R&D project CEMIG/ANEEL D308, in partnership with Energetic Company of Minas Gerais (CEMIG-D). The goal of this project is to validate the operation and to determine the benefits and limitations of integrating storage with grid-connected PV systems. The objective is to evaluate the viability of using complementary electricity storage for meeting the local evening peak demands (“night-time peak shaving”) in a typical load curve of CEMIG’s feeder (with these typical night-time electricity peak electricity demands for this area of Brasil). A novel and versatile control unit (the Bidirectional Intelligent Conversion and Connection Unit–BICC) has been developed to control the flow of energy from the electricity sources (PV generator, battery bank, and electric-power grid).

In designing this electronic system, we adopted a topology in which the inverter and the maximum power tracking (MPPT) maximize the available power (Boost SPM) by incorporating two separate and independent converters. Through this small-scale prototype, all the tests/trials necessary to improve the control and connection unit are conducted for this pilot system. This paper reports on the design and advantages of the BICC, the procedures used in the parameter optimization of the prototype, the effectiveness of





## Field Evaluation of Photovoltaic Modules and Systems at GREEN-IPUC/PUC Minas, Brasil

Antonia Sônia A.C. Diniz,<sup>1</sup> Marcelo M. Viana,<sup>1</sup> Cristiana B. Maia,<sup>1</sup> Suellen C.S. Costa,<sup>1</sup> Thiag. A. Silvério,<sup>1</sup> Marcio E.M. de Souza,<sup>1</sup> Denio A. Cassini,<sup>2</sup> Francisco H.A.F. Souza,<sup>2</sup> Lawrence L. Kazmerski<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Study Group of Energy (GREEN), Pontifical Catholic University of Minas Gerais (PUC Minas), Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil; <sup>2</sup>Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG-D), Belo Horizonte, Brasil; <sup>3</sup>Renewable and Sustainable Energy Institute (RASEI), University of Colorado Boulder and National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA



### Introduction

The GREEN-IPUC (*Grupo de Estudos em Energia-Instituto Politécnico da PUC Minas*) is a technical laboratory that belongs to the Polytechnical Institute of the Pontifical Catholic University of Minas Gerais, located in Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Its activities are centered in research, deployment, and qualification assurance of *solar photovoltaic* and *solar thermal* technologies and distributed generation deployment with renewables.



### The Systems and Scope

This study presents the investigation of performance losses of photovoltaic systems in Brasil, and the identification of component failure and durability issues. It covers some 1000 stand-alone PV systems, composed of solar-home systems (sized 150 Wp) and school systems (about 2000 Wp), that are operated by CEMIG D. These PV systems are installed in the state of Minas Gerais, with the oldest being 10 years in operation. The *stand-alone* systems are located at the northern and eastern regions of Minas Gerais. These regions are considered subtropical climate zones, with dry winters (low humidity) and rainy summers. Also, there are a set of PV systems implemented under several photovoltaic rural-electrification demonstration programs, such as the US-Brasil program initiated in 1995, PRODEEM in 1997, and Luz Solar in 1999, with the oldest being 15 years in operation. These systems had not had a rigorous evaluation for their reliability and operation performance—reporting any module aging or identifying major degradation mechanisms.

### Performance Losses

The investigation of the performance of these PV systems started with an evaluation of the history of PV systems failure from the CEMIG database. This was followed by a selection of typical solar-home PV systems based in years of field exposure (CEMIG database) and selection of modules that had been replaced because of performance issues and put into storage. All modules had crystalline Si cells. From the database and storage, a sample set of 20 modules from the oldest systems was chosen, typically the most damaged and exhibiting degradation. Also identified were the systems with maintenance issues and with at least 10 years of field exposure. A sample of these PV systems was inspected in the field during technical visits, and the PV modules with the worst degradation modes were taken from the field and analyzed at the laboratories of GREEN Solar-IPUC in Belo Horizonte. The major PV module degradation modes were identified as gradual encapsulation discoloration and encapsulant delamination—proposed to be caused by the existing high incidence of ultraviolet radiation and high temperature. The inspection of all the system components revealed a high-rate of inverter failure (despite a routine maintenance schedule followed by CEMIG's technicians) due to high temperatures encountered inside the storage cabinets where they are installed and the lack of appropriate ventilation inside the inverter.

### Performance Investigation Results

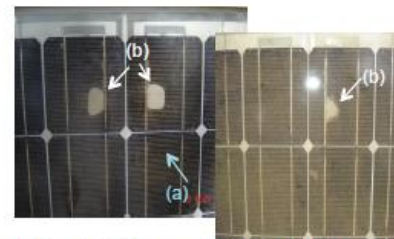
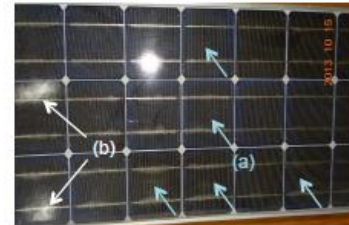


Figure 1. Examples of (a) browning and (b) encapsulant delamination for modules from stand-alone systems. Several areas of browning and delamination are highlighted by the arrows—although many such areas can be seen.

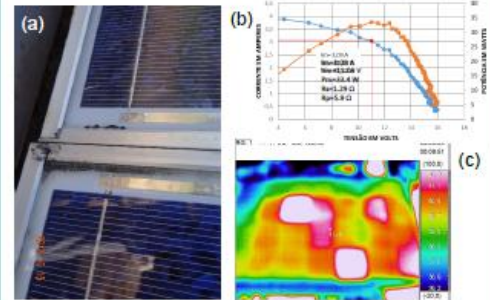


Figure 2. Reliability studies (a) Degraded modules; (b) Current-Voltage characteristic of lower module; and (c) Infrared image of lower module in (a).

Extensive corrosion at the interconnections, junction boxes, and system wiring was also discovered. In addition to major interconnect corrosion, extensive encapsulant discoloration, and prolonged inverter failures, some modules had fairly severe module soiling issues with up to 20% transmission obscuration.

Contact: asaod2012@gmail.com; asaod@pucminas.br

**Acknowledgement:** Funding has been provided by FAPEMIG and PUC Minas; and, CEMIG for the systems and modules. This poster contains no proprietary information.

## AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM MAIS DE 10 ANOS DE EXPOSIÇÃO EM CAMPO

Denio Alves Cassini – dac@cemig.com.br  
 Antonia Sonia Alves Cardoso – asacd@pucminas.br  
 Marcelo Machado Viana – marcelomachadov@pucminas.br  
 Suellen Caroline Silva Costa – suellencosta@gmail.com  
 Thiago de Almeida Silvério – thiago@pucminas.br  
 Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais/GREEN Solar - IPUC  
 Francisco Hering Alves de FreitasSouza – fhering@cemig.com.br  
 Companhia Energética de Minas Gerais  
 Lawrence Lee Kazimerski – solarpvkaz@gmail.com  
 Renewable and Sustainable Energy Institute (RASEI), University of Colorado Boulder and NREL, USA

*Resumo.* Este artigo apresenta os resultados da investigação de perdas de desempenho de módulos fotovoltaicos, bem como a identificação de problemas de falha e durabilidade. Para isso, este trabalho utilizou da coleta de amostras obtidas de aproximadamente 1000 sistemas fotovoltaicos autônomos, composto por sistema fotovoltaico residencial (tamanho 150 Wp) e sistema em escolas (aproximadamente 2000 Wp), que foram instalados e são operados pela Companhia Energética de Minas Gerais-CEMIG. Estes sistemas fotovoltaicos foram implantados no estado de Minas Gerais, e os sistemas mais antigos possuem mais de 10 anos de operação. Os sistemas autônomos estão localizados na região norte e no leste de Minas Gerais. Estas regiões são consideradas como zonas de clima subtropical, com invernos secos e verões chuvosos. Estes sistemas não tinham tido uma avaliação rigorosa de sua confiabilidade e desempenho de operação – investigação de qualquer envelhecimento do módulo ou identificação dos principais mecanismos de degradação. Foram utilizados procedimentos de inspeção visual para identificar os principais modos de degradação nos módulos fotovoltaicos como, descoloração gradual do encapsulamento e delaminação do encapsulante – que podem ser causadas pela elevada incidência de radiação ultravioleta existente, bem como presença de sujidades depositadas sobre os módulos, com até 20% de obscurecimento de transmissão. Este artigo fornece uma análise inicial dos resultados das inspeções visuais de módulos fotovoltaicos, a identificação dos modos de degradação e as medidas tomadas para restaurar os níveis aceitáveis de operação (por exemplo, inspeções regulares e limpeza periódicas programadas). Para a próxima etapa, será abordada uma amostragem mais ampla de módulos, com testes do desempenho elétrico dos mesmos e um estudo estatístico das falhas dos sistemas fotovoltaicos instalados em Minas Gerais.

*Palavras-chave:* Sistemas Fotovoltaicos Autônomos, Degradação, Desempenho.

### 1. INTRODUÇÃO

A questão mais significativa para os investidores da tecnologia fotovoltaica é "quanto é o desempenho do sistema fotovoltaico", a fim de garantir o seu retorno de investimento. A compreensão do período de vida útil de sistemas fotovoltaicos é muito importante para prever e garantir o seu desempenho, para resolver quaisquer problemas, e para abordar a consideração fundamental para a bancabilidade de sistemas fotovoltaicos (FV) - incluindo o da integridade do módulo fotovoltaico.

Além disso, o preço da eletricidade gerada depende principalmente do preço do módulo fotovoltaico, do balanço dos componentes do sistema e o tempo de vida operacional dos mesmos (que é ditada principalmente pelas condições climáticas, dependente da confiabilidade da tecnologia e de problemas de durabilidade). A economia dos sistemas fotovoltaicos só pode ser competitiva se os módulos operarem de forma confiável com a longevidade assegurada por mais de 20 anos (ou seja, o período de garantia típico), com a degradação de energia menor do que 20% para este período (tipicamente designados por "menos de 1 % por ano"). Os modos de degradação em módulos fotovoltaicos ditam os sintomas de falhas e mecanismos de degradação, ea progressão relativa destes sintomas. Consequentemente, um mecanismo de falha é responsável pelo modo de falha e poderia ser a origem de um ou mais efeitos de falha (Tamizhmani e Kuitche, 2012).

Os modos de degradação observados em módulos expostos em campo indicam que estes são os responsáveis por perda de desempenho e falha podendo ser de cinco tipos: (1) a degradação de materiais de embalagem, (2) perda de aderência, (3) degradação das interconexões da célula/módulo, (4) degradação causada pela entrada de umidade, e (5) a degradação do dispositivo semicondutor [1]. Jordan e Kurtz (2013) recentemente analisaram as taxas de degradação em estudos de testes de campo realizados durante os últimos 40 anos. Eles concluíram que as taxas de degradação observadas nos módulos fotovoltaicos/sistemas instalados após o ano de 2000, reduziram significativamente as taxas de

## DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DO PROTÓTIPO DE UMA UNIDADE INTELIGENTE DE CONVERSÃO E CONEXÃO (BICC) PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE E COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

Lauro de Vilhena Brandão Machado Neto – lvilhena@pucminas.br  
 Flávio Mauricio de Souza – flavio mauricio@pucminas.br  
 Suellen Caroline Silva Costa – suellencosta@gmail.com  
 Antonia Sonia Alves Cardoso Diniz – asacd@pucminas.br  
 Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Grupo de Estudos em Energia (GREEN)  
 Marcio Eli M. de Souza – msouza@cemig.com.br  
 Denio Alves Cassini – dac@cemig.com.br  
 Francisco Hering Alves de Freitas Souza – fhering@cemig.com.br  
 Danilo Derick Silva Alves – danilo.silva@cemig.com.br  
 Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)  
 Wilton de Castro Padrão – wpadrao@engetron.com.br  
 Flávio Marcos Coelho Michel – flavio.marcos.michel@gmail.com  
 Engetron Ltda  
 Delly Oliveira filho – delly@ufv.br  
 Universidade Federal de Viçosa

*Resumo. Este artigo apresenta estudos e implementação de um novo sistema fotovoltaico com armazenamento conectado à rede. O objetivo deste projeto é validar a operação e determinar os benefícios e as limitações em integrar o armazenamento com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, visando avaliar a viabilidade do uso de eletricidade complementar para atender às demandas de pico dos locais no período noturno - "night-time peak shaving" em uma curva de carga típica do alimentador da CEMIG D. A unidade de controle versátil e nova - a unidade inteligente de conversão e conexão bidirecional - BICC foi desenvolvida para controlar o fluxo de energia a partir das fontes de eletricidade - gerador fotovoltaico, banco de baterias, e rede elétrica. Na concepção deste sistema eletrônico foi adotada uma topologia em que o inversor e a máxima potência de rastreamento- MPPT maximize a potência disponível ao incorporar dois conversores separados e independentes. Na primeira fase do projeto, um protótipo do sistema - FV com o armazenamento ea unidade BICC foi instalado no GREEN Solar-IPUC na PUC Minas e esteve sob teste para avaliar seu desempenho. Estes ensaios foram usados para otimizar os parâmetros do sistema, a fim de melhorar a BICC e os seus parâmetros de interface e garantir um funcionamento seguro do sistema de FV-Armazenamento com a rede. Este artigo relata o design e as vantagens da BICC, os procedimentos utilizados na otimização dos parâmetros do protótipo, a eficácia da BICC em melhorar o controle e conexão, a conformidade com as normas, bem como a viabilidade de escala para o segundo teste de fase conectada à rede elétrica (para a concessionária CEMIG D) com armazenamento no estádio de futebol, Arena do Jacaré, localizada em Sete Lagoas, Minas Gerais.*

*Palavras-chave: Conectado à rede, Sistema de armazenamento, Conversão bidirecional*

### 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a indústria fotovoltaica vem apresentando um significativo crescimento da capacidade instalada mundial, de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica, como micro e mini geração distribuída e plantas solares, tendo alcançado até o final de 2014 mais de 150 GW.

Apesar do desenvolvimento significativo da tecnologia fotovoltaica nos últimos anos, a intermitência da geração fotovoltaica é uma grande desvantagem para a tecnologia. Para mitigar os efeitos da intermitência, bem como a falta de geração de energia elétrica nos horários de ponta do sistema elétrico, uma nova opção tecnológica é a geração distribuída com sistema fotovoltaico, conectado à rede elétrica com armazenamento. Os sistemas de armazenamento são classificados como recursos energéticos distribuídos e podem ser utilizados para diminuir significativamente os efeitos adversos da intermitência em sistemas fotovoltaicos. Isso é especialmente benéfico para a redução da demanda de energia elétrica em horário de pico vivida por muitas concessionárias de energia elétrica (Toledo, Oliveira e Diniz, 2012).

No entanto, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento ainda não estão no estado da arte para serem incorporados ao sistema de energia elétrica. Tecnologias de armazenamento de energia cobrem um amplo espectro de várias aplicações no sistema elétrico de potência, incluindo o gerenciamento de energia (gestão de oferta e