

VÂNIA REIS DE SOUZA SANT'ANNA

**Análise de Sistemas Fotovoltaicos com Concentradores Fixos da
Radiação Solar**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Doctor Scientiae*.

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2015

**Ficha catalográfica preparada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Câmpus Viçosa**

T

S729a
2015

Sant'Anna, Vânia Reis de Souza, 1968-

Análise de sistemas fotovoltaicos com concentradores da
radiação solar / Vânia Reis de Souza Sant'Anna. – Viçosa, MG,
2015.

xxii, 191f. : il. ; 29 cm.

Inclui anexo.

Orientador: Dely Oliveira Filho.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Viçosa.

Inclui bibliografia.

1. Energia - Fontes alternativas. 2. Recursos energéticos.
3. Energia solar. 4. Diesel . I. Universidade Federal de Viçosa.
Departamento de Engenharia Agrícola. Programa de
Pós-graduação em Engenharia Agrícola. II. Título.

CDD 22. ed. 333.79


VÂNIA REIS DE SOUZA SANT'ANNA

Projeto e Análise de Sistemas Fotovoltaicos com Concentradores de Radiação Solar com Vistas na Melhoria do Desempenho destes para Geração de Energia Elétrica

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Doctor Scientiae*.

APROVADA: 29 de outubro de 2015.


Prof. Joyce Correna Carlo


Prof. Paulo Marcos de Barros de Monteiro


Prof. José Helvecio Martins


Prof. Miguel Angel Egido


Prof. Delly Oliveira Filho
(Orientador)

Ao meu marido e ao meu filho pelo apoio e companheirismo.

Aos meus pais e irmãos e ao meu cunhado Otávio Coutinho de Almeida, pela oportunidade do encontro familiar, onde a pretensa sabedoria se equilibra com humildade, solidariedade e paciência, num relacionamento que dá sentido à vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela presença restauradora constante em todos os momentos, atuando como Mestre em meus pensamentos, orientando em minhas decisões e iluminando a trilha para caminhada cada vez mais sábia e feliz.

À Universidade Federal de Viçosa e ao Departamento de Engenharia Agrícola, à Universidad Politécnica de Madrid e ao Instituto de Energia Solar pela oportunidade de realização do curso.

Ao Professor Delly Oliveira Filho, ao Professor Miguel A. Egido, à Professora Maria Estefanía Caamaño Martín pela oportunidade, pelo ensinamento e pela capacidade de desenvolver habilidades.

A todos os funcionários e professores do Departamento de Engenharia Agrícola, especialmente aos professores José Helvécio Martins, Jadir Nogueira e Aristides Ribeiro e Maria das Graças Soares, por manter sempre aberto o seu “bazar” e do Instituto de Energia Solar - IES, pelo apoio e pela colaboração no desenvolvimento das atividades de pesquisa, além do convívio sempre amigável.

Ao incentivo, apoio e orientação do professor Luis Manuel Navas Garcia, nos recebendo e encaminhando na nossa chegada à Espanha para o início das atividades do Doutorado Sanduíche no IES.

A todos que, direta ou indiretamente, amigos e companheiros de jornada contribuíram para que este trabalho se construísse por meio de parcerias de comprometimento, dedicação, admiração e confiança. O agradecimento sempre carinhoso aos amigos do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade

Federal de Viçosa, em Minas Gerais, Brasil, Gustavo de Azevedo Xavier, Maria Joselma de Moraes, Leandra Altoé, aos estagiários Ramon Oliveira Fernandes e Lucas Viana. Ao companheiro de “*caminhadas hispânicas*”, Adriano Henrique Ferrarez, que no intuito de conhecer e prospectar uma oportunidade para o Doutorado Sanduíche em universidades espanholas, em 2012, manteve sempre o ânimo, a confiança e a “força” para me ajudar a carregar “malas”. Àqueles que no Instituto de Energia Solar, na Universidad Politécnica de Madrid, na Espanha, foram “*compañeros de todas las horas*”, Juan Carlos Solano, Giovani Almeida Dávi e María Alejandra León.

BIOGRAFIA

VÂNIA REIS DE SOUZA SANT'ANNA nasceu em Visconde do Rio Branco, Minas Gerais, filha de Altair de Souza Gomes e Eunice dos Reis Souza. É casada com Hécio Ricardo Sant'Anna e tem um filho, Victor Souza Sant'Anna. Em sua terra Natal cursou a Educação Básica, Contabilidade e Música no Conservatório Estadual de Música, habilitando-se em Violão. Ingressou na Universidade Federal de Viçosa em 1990, no curso de Matemática, concluindo-o em 1995, quando habilitou-se em Matemática e Física. Trabalha como professora na rede pública e privada de Viçosa, onde reside, há aproximadamente 24 anos. Especializou-se em Psicopedagogia pela Unig. Concluiu o curso de Pós-Graduação em nível de Mestrado em Engenharia Agrícola, Área de Racionalização do Uso de Energia na Agricultura em dezembro de 2010. Iniciou o curso de Doutorado em Engenharia Agrícola, área de Racionalização do Uso de Energia na Agricultura em agosto de 2011.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS.....	ix
LISTA DE QUADROS.....	xi
LISTA DE FIGURAS.....	xii
RESUMO.....	xvii
ABSTRACT.....	xxi
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivo Geral da tese	2
Objetivos específicos	2
1.3 Estrutura da tese	2
1.4 Referência Bibliográfica	3
Capítulo 2.....	5
Revisão bibliográfica: Sistemas híbridos - sistemas fotovoltaicos com concentradores/diesel e os efeitos da degradação na redução do seu ciclo de vida em campo.	5
2.1 Introdução	5
2.2 Experiências com concentração em sistemas fotovoltaicos.....	6
2.3 Módulos fotovoltaicos:	10
2.4 Degradação	19
2.4.1 Mecanismos, causas e efeitos da confiabilidade e durabilidade de um módulo fotovoltaico	19
2.4.2 Elementos da degradação	25
2.4.3 Inspeccionando falhas que ocorrem no módulo fotovoltaico	31
2.4.4 Parâmetros elétricos, modelo matemático e efeitos causados pelos mecanismos de degradação no módulo fotovoltaico.....	34
2.4.5 " <i>Bath tube</i> " do tempo de vida de um módulo fotovoltaico	41
2.5 Sistemas híbridos: fotovoltaico/diesel	44
2.6 Conclusão.....	51

2.7 Referências Bibliográfica.....	52
Capítulo 3.....	57
Photovoltaic Systems with and without Radiation Concentrators for Temperate and Tropical Regions.....	57
3.1. Introduction.....	58
3.2. Material and Methods.....	59
3.2.1. <i>Material</i>	59
3.2.2. <i>Instrumentation</i>	61
3.2.3. <i>System assembly and methodology</i>	62
3.2.4. <i>Performed tests</i>	66
3.3. Results and Discussion.....	69
3.3.1. <i>Prototype Design</i>	69
3.3.2. <i>Physical structure and characteristic parameters of prototypes with and without concentrator</i>	70
3.3.3. <i>Radiation Uniformity</i>	72
3.3.4. <i>Final productivity</i>	73
3.3.5. <i>Analysis of the data collected</i>	75
3.3.5.1. <i>Environmental conditions and electrical characteristics</i>	75
3.3.5.2. <i>Subsequent tests</i>	77
3.3.5.3. <i>Temperature</i>	79
3.3.6. <i>Irradiation in the selected cities and photovoltaic systems with concentrators</i>	83
3.4. Conclusions.....	86
References.....	87
Capítulo 4.....	91
4.1 Introdução.....	92
4.2 Objetivo geral.....	94
Objetivos específicos:.....	
4.3 Material e Métodos.....	94
4.3.1 Construção de protótipos para envelhecimento acelerado.....	94
Protótipos.....	
Delineamento Experimental.....	98
4.4.3 Metodologia de avaliação da degradação.....	98
Instrumentação.....	98
Procedimento experimental.....	100
Curva característica sob iluminação.....	102
Curva característica escura.....	103
Parâmetros elétricos determinados sob iluminação natural e na obscuridade.....	105
Inspeção visual:.....	110
Fundamentação teórica para análise da resistência.....	111
4.4 Resultados e Discussão.....	114
Limitações.....	119
4.4.1 Degradação de sistemas fotovoltaicos: protótipos para estudo.....	114
Tempo de exposição à UV.....	114
Resultados em câmara escura.....	115
i)Curva característica dos protótipos expostos em campo.....	120
Início dos testes.....	120
Final dos testes.....	122

ii) Testes de corrente escura.....	123
Testes realizados com protótipos expostos à UV.....	123
Testes realizados com protótipos em campo.....	125
iii) Parâmetros elétricos.....	127
Protótipos expostos em campo.....	127
Protótipos expostos à radiação UV.....	131
iv) Inspeção visual.....	136
4.5. Conclusão.....	137
4.6. Referências Bibliográficas.....	138
Capítulo 5.....	143
Sustentabilidade e eficiência energética: Sistema híbrido, solar/diesel, com concentração de energia solar como fonte de energia alternativa e renovável para comunidade rural ou região de ecoturismo.....	143
5.1 Introdução.....	144
5.2 Objetivo geral.....	146
5.3 Material e Métodos.....	146
5.3.1 Metodologia.....	146
5.3.2 Energia solar e efeitos do ângulo de incidência da posição do sol na irradiação para diferentes localizações geográficas.....	147
5.3.3 Sistema Híbrido, fotovoltaico/diesel.....	150
5.3.4 Demanda de carga.....	150
5.4 Resultados e discussão.....	151
5.4.1 Análise climatológica.....	151
5.4.2 Dimensionamento.....	159
4. Conclusão.....	166
5. Referências Bibliográficas:.....	167
Capítulo 6.....	170
Conclusão geral e sugestões.....	170
Anexos.....	172
Anexo 1_ Especificação técnica dos módulos fotovoltaicos.....	173
Anexos 2_ Dimensionamento para as cidades:.....	174
Viçosa, Minas Gerais.....	174
Manaus, Amazonas.....	180
Marau, Rio Grande do Sul.....	186

LISTA DE TABELAS

Tabela 2. 1: Metodologia de produção do silício, categoria e técnica de produção de células fotovoltaicas	12
Tabela 2. 2: Células de silício e notas sobre aspectos positivos e negativos, fatores limitantes e tecnologias propostas para alterações na sua fabricação	14
Tabela 2. 3: Horizonte de planejamento e perspectivas de pesquisas para as células de silício para sistemas fotovoltaicos	15
Tabela 2. 4: Componentes da resistência série na célula solar e expressões matemáticas.....	39
Table 3. 1. Physical characteristics of the V-trough type prototype with and module or prototype without radiation concentrators.	60
Table 3. 2. Relation between channel angle and concentrator length for the studied systems.....	71
Table 3. 3. Annual productivity, kWh kWp ⁻¹ , for the chosen cities and productivity degradation percentage in the 25 year period, 3% degradation rates in the first year and 0.5% thereafter.....	73
Table 3. 4. Solar data during field tests.....	75
Table 3. 5. Environmental conditions for the field tests.	75
Table 3. 6. Data from the mean and standard deviation for current, voltage, temperature and form factor, collected in field trials for prototypes with and without radiation concentrators.	76
Table 3. 7. Environmental conditions for the field tests.	78
Table 3. 8. Electric energy generation efficiency of the system with radiation concentrator in function of the exposure time.	79
Table 3. 9. Statistical analysis of average values for the mean open circuit voltage, mean short circuit current and mean electric power output by the Tukey test at 5% probability, data for the prototype with the concentrator, PWC, and prototype without the concentrator, Pwc, and prototype without the concentrator, Pwout, Aug/28 th /2010 to sep/28 th /2010.	79
Table 3. 10. Temperature influence in the module's efficiency for prototypes with and without radiation concentrators.	81

Table 3. 11. Measured values for current density.....	82
Table 3. 12. Geographical location of selected cities and maximum global irradiation values.....	84
Tabela 4. 1: Codificação dos protótipos em laboratório e em campo para estudo da degradação, para as tecnologias monocristalina e policristalina.....	111
Tabela 4. 2: Valores para a tecnologia monocristalina para a resistência série, R_s , R_{sh} , os coeficientes de corrente α , de tensão β , de potência τ , em função da temperatura, o fator de forma, F_F , a eficiência, η e a corrente de saturação, I_0 . (P_{cc} indica protótipo com concentrador, P_{sc} , protótipo sem concentrador e P_{fab} , módulos com dados do fabricante).....	128
Tabela 4. 3: Valores para a tecnologia policristalina para a resistência série, R_s , R_{sh} , os coeficientes de corrente α , de tensão β , de potência τ , em função da temperatura, o fator de forma, F_F , a eficiência, η e a corrente de saturação, I_0 . (P_{cc} indica protótipo com concentrador, P_{sc} , protótipo sem concentrador e P_{fab} , módulos com dados do fabricante.....	130
Tabela 4. 4: Resultados para a resistência série, R_s , paralela, R_{sh} , corrente de saturação, I_0 , fator de idealidade, m e fator de forma, F_F obtidos a partir da característica escura, para as tecnologias monocristalina e policristalina.....	132
Tabela 4. 5: Relação entre os dados coletados no final do processo de envelhecimento sob UV e no início dos experimentos, percentual para a resistência série, R_s , paralela, R_{sh} , corrente de saturação, I_0 , fator de idealidade, m e fator de forma, F_F , para as tecnologias monocristalina e policristalina....	133
Tabela 4. 6: Percentuais de degradação da potência relativa para os protótipos com concentrador A e D, sem concentrador, SC, expostos em campo.....	134
Tabela 4. 7: Percentuais de degradação da potência para os protótipos com concentrador A e D, sem concentrador, SC, expostos à UV.....	134
Tabela 5. 1: Dados da irradiação para modelo de dia médio para $G_d(0)$, $BOD(0)$, $D_d(0)$, $Bd(0)$	151
Tabela 5. 2: Dados da irradiação solar no plano horizontal, indicado por (0), modelo de dias claros e nublados para $G_d(0)_{dc}$, $D_d(0)_{dc}$, $Bd(0)_{dc}$	155
Tabela 5. 3: Resultados para os cenários considerando sistemas I e II.....	163
Tabela 5. 4: Limiares dos parâmetros econômicos para a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos.....	164
Tabela 5. 5: Custo da energia do GPV/Híbrido para as cidades de Viçosa, Manaus e Marau.....	164

LISTA DE QUADROS

Quadro 2. 1: Níveis e denominações atribuídas para concentração solar, com e sem rastreamento, potência e tipo de célula	8
Quadro 2. 2: Materiais que constituem o módulo fotovoltaico de célula solar de silício, seus requisitos e técnicas de fabricação.....	18
Quadro 2. 3: Critérios estabelecidos pela IEC 61730 para homologar segurança para o PV.....	23
Quadro 2. 4: Relação ideal entre coeficiente de temperatura e a corrente de curto circuito (α), a tensão (β) e a potência máxima (γ) no módulo fotovoltaico	27
Quadro 2. 5: Confiabilidade dos módulos fotovoltaicos	44
Quadro 4. 1: Parâmetros físicos de cada protótipo com e sem concentrador (módulo para comparação), tecnologia policristalina	95
Quadro 4. 2: Parâmetros físicos de cada protótipo com e sem concentrador (módulo), tecnologia monocristalina	95
Quadro 5. 1: Resultado comparativo de parâmetros simulados pelo PVsyt, para as cidades de Viçosa, Marau e Manaus	163

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1: Sistema fotovoltaico com concentrador em Carriza Plants PV, em Califórnia.	8
Figura 2. 2: Tecnologias de células fotovoltaicas: a) células convencionais; b) filmes finos e c) outras tecnologias.....	11
Figura 2. 3: Procedimento padrão para fabricação de células fotovoltaicas (modificada).....	13
Figura 2. 4: Tipos de células de silício: (a) estrutura de wafer baseada na heteroestrutura cristalino/amorfo (b) células de heteroestruturas a-Si/c-Si; (c) processo de cristalização do silício amorfo na produção de células solares de filme fino, a baixas temperatura.....	15
Figura 2. 5: Relação entre o custo do silício em seus diferentes graus em função da quantidade de impurezas encontradas em cada nível.	17
Figura 2. 6: Componentes de módulo solar de silício.	17
Figura 2. 7: Esquema da sequência de testes de qualificação para avaliar desempenho de módulo fotovoltaico de acordo com IEC 61215.....	23
Figura 2. 8: Percentual de falhas, por critério, no processo de certificação de módulos fotovoltaicos.	24
Figura 2. 9: (a) Curvas teóricas de eficiência em relação ao efeito LID; (b) Efeito PID, observados em teste de eletroluminescência.	26
Figura 2. 10: (a) Esquema de arranjo fotovoltaico com sombreamento parcial; (b) curva característica para cada um dos grupos destacados em (a) e os efeitos causados pelo sombreamento em seu desempenho; (c) curvas I - V de avanço e retrocesso de uma célula em CEM (condiciones estándar de medida).	28
Figura 2. 11: Falhas elétricas no modulo gerando arco voltaico: (a) fio terra, (b) associação em série, (c) associação em paralelo.	30
Figura 2. 12: Ilustração de módulos fotovoltaicos e seus fatores de degradação.	31
Figura 2. 13: Fatores que levam à degradação do módulo fotovoltaico.....	31

Figura 2. 14: (a) Máxima dissipação na célula sombreada e seu efeito no módulo, a característica reversa intercepta a imagem da característica (s-1) no ponto de máxima potência. (b) a máxima dissipação de potência na célula tipo B, totalmente sombreada.	33
Figura 2. 15: Variações das características reversas para célula tipo A (limite de tensão) e célula tipo B (limite de corrente).	34
Figura 2. 16: (a) Módulo estado inicial; (b) Módulo após processo de degradação acelerada (ciclos de calor e umidade).	34
Figura 2. 17: Circuito equivalente de uma célula solar.	35
Figura 2. 18: Modelo de célula fotovoltaica com dois diodos.	36
Figura 2. 19: Células conectadas série-paralelo em módulo.	38
Figura 2. 20: Resistência série e seus componentes da célula solar: R_e : do emissor; R_b : da base; R_{fc} : do contato frontal; R_{bc} : do contato traseiro; R_f : do contato dos dedos ou bus bar da grade metálica; R_{bb} : da barra coletora.	39
Figura 2. 21: Curva bathtub do tempo de vida de um módulo fotovoltaico.	43
Figura 2. 22: Componentes de sistema híbrido.	44
Figura 2. 23: Sistema híbrido: custo de capital de seus componentes.	46
Figura 2. 24: Classificação de sistema híbrido de acordo com a capacidade instalada.	48
Figura 2. 25: Sistema híbrido, fotovoltaico/diesel (minirede).	50
Figure 3. 1. V-trough radiation concentrator illustrating the project parameters.	60
Figure 3. 2. Location of temperature sensors in the back of the PV modules.	61
Figure 3. 3. Relationships among θ_c (angle beyond which the solar radiation does not reach the PV module), α (acceptance angle), ψ (angle channel), δ (light cone angle) and the tangents T_α and T_c	63
Figure 3. 4. Typical power versus voltage curve for systems with varying channel angle and radiation concentrator height, for solar radiation from 471.46 to 1,050 Wm^{-2} , 2010.	70
Figure 3. 5. Power generated by the prototype without concentrator, P_{WoutC} , and with radiation concentrator, $P_{WC II}$, during a typical day (solar radiation during the tests ranging from 471.46 to 1,050 $W m^{-2}$, 2010).	71
Figure 3. 6. Radiation concentration factor, C , versus acceptance angle, α , for four different trough angles, Ψ	72
Figure 3. 7. Mirror dimensions for the PV system with radiation radiation concentrator.	73
Figure 3. 8. Expected productivity during the useful life, $kWh kWp^{-1}$, for the cities of Vicosa (Brazil), Belo Horizonte (Brazil), Florianopolis (Brazil) and New York (USA), considering the effects of degradation during 25 years, for systems without concentration.	74
Figure 3. 9. Expected productivity during useful life, $kWh kWp^{-1}$, for the cities of Vicosa (Brazil), Belo Horizonte (Brazil), Florianopolis (Brazil) and New York (USA), considering the effect of degradation during 25 years for systems with radiation concentration.	74
Figure 3. 10. Efficiency, η , as a function of the operating temperature of the prototype, with and without radiation concentrator, in one of the preliminary tests.	76

Figure 3. 11. Form factor, F_F , as a function of the open circuit voltage, tension of the prototype, with and without radiation concentrator, in one of the preliminary tests.	77
Figure 3. 12. Form factor as a function of the open circuit voltage, tension for the prototype without and with radiation concentrator.....	78
Figure 3. 13. Thermal image of one of the <i>PV</i> module systems with radiation concentrator during the tests (units in °C).	81
Figure 3. 14. Global solar irradiation on the PV solar prototype with (P_{WC}) and without radiation concentrators (P_{WoutC}) for Vicosa city (MG, Brazil).....	83
Figure 3. 15. Global solar irradiation on the PV prototype with solar radiation concentration of approximately two (PWC), in Vicosa, Belo Horizonte, Florianopolis, Brazil and New York, USA, on December 21.	84
Figure 3.16. Direct normal irradiance the cities of Vicosa, Belo Horizonte, Florianopolis and New York with and without solar radiation concentrator, for average days.	85
Figure 3.17. Direct normal irradiance the cities of Vicosa, Belo Horizonte, Florianopolis and New York with and without concentrator of solar radiation, for clear days.	85
Figura 4. 1: (a) Croqui do concentrador com o módulo fotovoltaico, tipo W; (b) imagem do protótipo tipo W no laboratório.....	97
Figura 4. 2: Dimensões dos concentradores para as tecnologias, policristalina e monocristalina, Modelo 1, tipo V.....	97
Figura 4. 3: Dimensões dos concentradores para as tecnologias policristalina e monocristalina, Modelo 2, tipo W.....	97
Figura 4. 4: Disposição dos protótipos em ambiente preparado, isolado, climatizado e com iluminação UV para envelhecimento acelerado: (a) vista de cima, tecnologia policristalina; (b) vista lateral, tecnologia monocristalina, Modelo 1, tipo V; (c) visão dos protótipos sob os espelhos côncavos. .	98
Figura 4. 5: Esquema de sistema de aquisição de dados para envelhecimento precoce.....	99
Figura 4. 6: a) Sistema de aquisição de dados, b) Supervisorio.....	100
Figura 4. 7: Comportamento da resistência série e da resistência paralelo, <i>shunt</i> em relação ao fator de idealidade para diodo com valor constante.....	104
Figura 4. 9: Efeito da resistência série na característica corrente – tensão da célula solar ($R_p \rightarrow \infty$)....	113
Figura 4. 10: Representação esquemática de circuito para obter a R_s : (a) sem iluminação e (b) com iluminação.	114
Figura 4. 11: Progressão de coleta dos dados de tensão para a tecnologia policristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.....	116
Figura 4. 12: Progressão de coleta dos dados de tensão para a tecnologia monocristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.....	117
Figura 4. 13: Histograma com tendência de comportamento da tensão durante a progressão de coleta de dados para a tecnologia policristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.	118

Figura 4. 14: Histograma com tendência de comportamento da tensão durante a progressão de coleta de dados para a tecnologia monocristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.	119
Figura 4. 15: Característica corrente versus tensão, para a tecnologia policristalina e monocristalina, dados coletados em campo, no início dos testes. (os parâmetros com*, indicam que estão ajustados às condições padrão de medida e o símbolos: $\wedge\wedge$ indicam tipo V e $\wedge\wedge\wedge$ tipo W).	121
Figura 4. 16: A P x V, para a tecnologia policristalina e monocristalina, com dados coletados em campo, no início dos testes. (os parâmetros com*, indicam que estão ajustados às condições padrão de medida e o símbolos: $\wedge\wedge$ indicam tipo V e $\wedge\wedge\wedge$ tipo W).	121
Figura 4. 17: Característica corrente versus tensão, para a tecnologia policristalina e monocristalina, dados coletados em campo, no final dos testes.	122
Figura 4. 18: Curvas de potência versus tensão para a tecnologia policristalina e monocristalina, com dados coletados em campo, no final dos testes.	122
Figura 4. 19: Curva tensão versus corrente, obtida no escuro, para a tecnologia policristalina à temperatura de 26 °C. Resultados para os protótipos A (tipo V, $\wedge\wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, submetidos à radiação UV, durante cerca de 562 dias, curva rebatida.	123
Figura 4. 20: Curva tensão versus corrente, obtida no escuro, para a tecnologia policristalina à temperatura de 57 °C. Resultados para os protótipos A (tipo V, $\wedge\wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, submetidos à radiação UV, durante cerca de 562 dias, curva rebatida.	124
Figura 4. 21: Curva tensão versus corrente, obtida no escuro, para a tecnologia monocristalina à temperatura de 26 °C. Resultados para os protótipos A (tipo V, $\wedge\wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, submetidos à radiação UV, durante cerca de 562 dias, curva rebatida.	124
Figura 4. 23: Curva tensão versus corrente no escuro para a tecnologia policristalina à 26 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, $\wedge\wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo, por cerca de 6 meses, curva rebatida.	125
Figura 4. 24: Curva tensão versus corrente no escuro para a tecnologia policristalina à 57 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, $\wedge\wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo, por cerca de 6 meses, curva rebatida.	126
Figura 4. 25: Curva tensão versus corrente no escuro para a tecnologia monocristalina, submetidos à 26 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, $\wedge\wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo durante cerca de 6 meses, curva rebatida.	126
Figura 4. 26: Curva tensão versus corrente no escuro para a tecnologia monocristalina, submetidos à 57 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, $\wedge\wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo durante cerca de 6 meses, curva rebatida.	127
Figura 4. 27: Relação $\ln(I)$ versus $(V - IR_s)$ utilizada para a determinação do fator de idealidade, m e da corrente de saturação, I_0 , tecnologia monocristalina.	132

Figura 4. 28: Relação $\ln(I)$ versus $(V - IR_s)$ utilizada para a determinação do fator de idealidade, m e da corrente de saturação, I_0 , tecnologia policristalina.	133
Figura 4. 29: Comportamento do coeficiente de temperatura nos testes de corrente escura, com a temperatura variando entre 26 e 57 °C, tecnologia monocristalina.	135
Figura 4. 30: Comportamento do coeficiente de temperatura nos testes de corrente escura, com a temperatura variando entre 26 e 57 °C, tecnologia policristalina.	135
Figura 4. 31: Visão da caixa de conexão na parte de trás dos módulos expostos em campo:(a) tecnologia policristalina, parafusos externos enferrujados e (b) tecnologia monocristalina, sem danos.	136
Figura 4. 32: Imagem dos módulos depois do período de ensaios em campo e sob radiação UV: (a) tecnologia policristalina e (b) tecnologia monocristalina.	137
Figura 5. 1: Sistema híbrido e componentes: arranjo fotovoltaico, inversor, gerador diesel, inversor bidirecional e carga AC.	150
Figura 5. 2: Representação de dias médios para as cidades brasileiras: Viçosa, M. G.; Manaus, Amazonas e Marau, Rio Grande do Sul: (a) índice de claridade $_$ mostra o quanto é clara a atmosfera, adimensional (b) fração de difusa de irradiação global, adimensional.	153
Figura 5. 3: Correlação entre KD e KT na idealização de dias médios para as cidades brasileiras: (a) Viçosa, M. G.; (b) Manaus, Amazonas; (c) Marau, Rio Grande do Sul.	154
Figura 5. 4: Dados de turbidez de Linke, para Viçosa, M.G., Brasil (20.75 S, 42.88 W); Manaus, Amazonas, Brasil (3.12 S, 59.87 O); Marau, Rio Grande do Sul (28.4 S, 52.2 W). Dados de turbidez de Linke, para Viçosa, M. G., Brasil (20.75 S, 42.88 W); Manaus,	156
Figura 5. 5: Valores de TCC, fração do dia durante o qual o céu permanece claro, durante o ano, as cidades de Viçosa, MG, Manaus, AM e Marau, RS. Figura 10: Valores de T_{CC} , fração do dia durante o qual o céu permanece claro, durante o ano, as cidades de Viçosa, MG, Manaus, AM e Marau, RS.	157
Figura 5. 6: Distribuição das irradiações global, difusa e direta em função do índice de claridade, para a cidade de Viçosa, M.G.	157
Figura 5. 7: Distribuição das irradiações global, difusa e direta em função do índice de claridade: (a) Marau, RS e (b) Manaus, AM.	158
Figura 5. 8: Esquema do gerador fotovoltaico, GPV, sem concentrador e sem gerador diesel.	160
Figura 5. 9: Parâmetros do dimensionamento do sistema fotovoltaico para a cidade de Viçosa, MG.	160
Figura 5. 10: (a) Produção normalizada do GPV, indicando as perdas e a energia fornecida; (b) Fator de rendimento, PR, do sistema em relação à fração solar, para a cidade de Viçosa, MG.	161
Figura 5. 11: Simulação do balanço energético, para a cidade de Viçosa, MG. Figura 5.16: Simulação do balanço energético, para a cidade de Viçosa, MG.	162
Figura 5. 12: Diagrama de perdas do GPV, para a cidade de Viçosa, MG.	162

RESUMO

SANT'ANNA, Vânia Reis de Souza, D. Sc., Universidade Federal de Viçosa, outubro de 2015. **Análise de Sistemas Fotovoltaicos com Concentradores Fixos da Radiação Solar.** Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadores: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, Joyce Correna Carlo.

O estado da arte da hibridação fotovoltaica com concentradores de baixa concentração da radiação solar foi avaliado sob os seguintes aspectos: o trabalho consistiu inicialmente, em realizar uma revisão bibliográfica sobre as tecnologias fotovoltaicas e seu processo de fabricação, os elementos que influenciam no seu ciclo de vida ou sua mortalidade precoce, assim como as possibilidades atuais para a implementação e controle de sistemas híbridos. Foram realizados estudos sobre a concentração da radiação solar e modelos de concentradores. O objetivo neste trabalho foi estudar a hibridação fotovoltaica, observando a relação custo/benefício da geração de energia elétrica a partir da complementaridade entre mais de uma fonte energética: solar e diésel, e, os elementos de degradação fotovoltaica com o uso de concentradores. Foram construídos protótipos para o estudo do processo de degradação de sistemas fotovoltaicos com concentradores, para baixa concentração, com fator de concentração próximo de dois. Foram utilizados dois modelos, tipo V e, outro modelo de observação, tipo W. Foram fixados em campo, sob iluminação natural durante 6 meses e em laboratório, sob radiação UV, para processo de envelhecimento precoce, durante cerca de 562 dias. Verificou-se que a tecnologia monocristalina sofreu uma degradação de 16%, 14% e 15% para os protótipos, tipo “V”; tipo “W” e SC, protótipo sem

concentrador, respectivamente. Para a tecnologia policristalina foram 15%, 19% e 18% seguindo a mesma ordem, durante este período. Foi realizada análise econômica para sistemas híbridos com e sem concentradores, com e sem baterias para armazenamento de energia para sistemas isolados ou estações de ecoturismo para regiões equatorial, tropical e temperada do Brasil. Embora o sistema híbrido com concentradores e baterias exija um capital inicial maior do que o sistema fotovoltaico sem baterias e sem concentradores eles permitem a complementaridade energética para estas regiões em períodos do dia de energia faltante para o fornecimento feito apenas com o sistema fotovoltaico.

ABSTRACT

SANT'ANNA, Vânia Reis de Souza, D. Sc., Universidade Federal de Viçosa, october de 2010. **Analysis of Photovoltaic Systems with Fixed Concentrators of Solar Radiation.** Adviser: Dely Oliveira Filho. Co-advisers: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, Joyce Correna Carlo.

The state-of-the-art of photovoltaic concentrators with hybridization of low concentration of solar radiation was evaluated under the following aspects: the work initially consisted in conducting a literature review on photovoltaic technologies and their manufacturing process, the factors that influence in their life cycle or your premature mortality, as well as the possibilities for the implementation and control of hybrid systems. Studies on concentration and models of concentrators were carried out. This work deemed at the study of photovoltaic hybridization, observing the cost/benefit ratio of electric power generation from the complementarity between more than one energy source: solar and diesel and, the elements of the photovoltaic degradation using concentrators. Prototypes were built for the study of the degradation process of photovoltaic systems with concentrators, for low concentration, with concentration factor around two. Two models were used, V-trough type and another for observation, like W-trough type, were fixed in the field under natural lighting during 6 months and in the laboratory, under UV radiation, to process of premature aging, for about 562 days. The monocrystalline technology suffered a degradation of 16%, 14% and 15% for the prototypes, type “V”; “W” and type SC, prototype without concentrator, respectively. Polycrystalline technology was 15%, 19% and 18% following the same order during

this period. Economic analysis was performed for hybrid systems with and without concentrators, with and without batteries to store energy for isolated systems or stations of ecotourism for equatorial regions, tropical and temperate of Brazil. It was found that the hybrid system with concentrators and batteries requires an initial capital greater than the photovoltaic system without batteries and without concentrators, however, allow the energy for these regions are complementary in periods of the day missing energy to supply just done with the photovoltaic system.

RESUMEN

SANT'ANNA, Vânia Reis de Souza, D. Sc., Universidade Federal de Viçosa, octubre de 2010. **Análisis de Sistemas Fotovoltaicos con concentradores fijos de Radiación Solar.** Director: Delly Oliveira Filho. Co-Director: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, Joyce Correna Carlo.

El estado de la arte de la hibridación fotovoltaica con concentradores para baja concentración de radiación solar fue evaluada bajo el siguientes aspectos: inicialmente, se realizó una revisión de la literatura sobre la tecnología fotovoltaica y su proceso de fabricación, los elementos que influyen en su ciclo de vida o su mortalidad temprana, así como las posibilidades actuales para la aplicación y control de los sistemas híbridos. Se realizaron estudios sobre la concentración y modelos de concentradores. El objetivo de este trabajo fue estudiar la hibridación fotovoltaica, señalando el costo/beneficio de la generación de electricidad a partir de la complementariedad entre más de una fuente de energía: solar y diésel y, los elementos de la degradación fotovoltaica utilizando concentradores. Los prototipos se construyeron para estudiar el proceso de degradación de los sistemas concentradores fotovoltaicos para baja concentración, con el factor de concentración cerca de dos. Se utilizaron dos modelos, tipo “V”, y otro tipo “W”. Se establecieron en el campo, bajo la luz natural durante 6 meses y en el laboratorio, bajo radiación UV, para el proceso de envejecimiento precoz, durante cerca de 562 días. Se encontró que la tecnología monocristalina ha sufrido una degradación de 16%, 14% y 15% para los prototipos tipo “V”; tipo “W” y SC, prototipo sin concentración, respectivamente. Para la tecnología policristalina fueron 15%, 19% y 18% en el mismo

orden durante este período. El análisis económico se realizó para sistemas híbridos con o sin concentradores, con o sin baterías para almacenamiento de energía para sistemas aislados o estaciones de eco turismo, para regiones ecuatoriales, tropicales y templadas del Brasil. Aunque el sistema híbrido con concentradores y baterías requiere un capital inicial mayor que el sistema fotovoltaico sin baterías y sin los concentradores de energía, ellos permiten una complementación energética para estas regiones durante ciertos períodos del día para abastecer la energía faltante hecho sólo con el sistema fotovoltaico.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

O desenvolvimento deste trabalho considerou o dimensionamento de hibridização de geração de energia elétrica por meio de sistema fotovoltaico integrado a mecanismo de baixa concentração, utilizados para regiões isoladas ou estações de ecoturismo. Conduziu aos estudos sobre: concentração de energia solar, células solares e os módulos fotovoltaicos, a degradação e o ciclo de vida do sistema, assim como o dimensionamento de sistemas híbridos para regiões isoladas (ZAHEDI, 2011; SANTOS e RÜTHER, 2012; TAN et al., 2014).

O estudo dos sistemas óticos de baixa concentração de energia solar em sistemas fotovoltaicos, ótica *nonimaging*, teve como referência projetos desenvolvidos em centros de pesquisa reconhecidos internacionalmente, na realização de experimentos com protótipos de baixa concentração, levando-se em conta a praticidade, a redução dos custos iniciais e o rendimento. Para a avaliação das características elétricas, os processos de degradação da célula ou do módulo com e sem concentradores, foram realizados por meio do envelhecimento acelerado (WINSTON et al., 2005; CHAVES, 2008; CHEMISANA, 2011).

Na avaliação do processo acelerado de degradação, estudaram-se os fenômenos causadores de seu envelhecimento, procurando-se compreender os efeitos gerados pela concentração, pela sujeira na parte frontal, pela degradação do encapsulante, pela

penetração de água que leva à oxidação dos contatos metálicos e geram curto-circuito e pontos quentes e, pela degradação dos materiais de laminação que podem causar ou potencializar a redução no desempenho do módulo. Foi realizada análise de suas características elétricas (VÁSQUEZ e REY-STOLLE, 2008; JORDAN e KURTZ, 2012).

A busca de soluções para regiões isoladas, foi motivada pela possibilidade de contribuir para a universalização da energia elétrica, avaliando-se a geração de energia elétrica a partir da energia solar, para pessoas de baixa renda e carentes de recursos. Considerou-se a característica modular do sistema fotovoltaico, as facilidades de manutenção e a confiabilidade garantida pelos fabricantes.

1.2 Objetivo Geral da tese

Desenvolver projeto e construir sistemas fotovoltaicos com concentradores de radiação solar realizando análise de seu desempenho no processo de geração de energia elétrica.

Objetivos específicos

- i. Avaliar o estado da arte de sistemas fotovoltaicos para tecnologias existentes, seu processo de produção e sua integração com sistemas óticos de concentração,
- ii. Analisar teórica e experimentalmente o projeto e o balanço de energia de módulo fotovoltaico com e sem concentrador de radiação solar;
- iii. Estudar o processo de degradação do sistema fotovoltaico com e sem concentradores por meio do seu envelhecimento precoce, realizando a análise de suas características elétricas como indicativo de sua eficiência;
- iv. Dimensionar sistemas híbridos, fotovoltaico/diesel, com e sem concentradores de radiação solar, avaliando o seu balanço energético, e sua utilização como sistemas autônomos;
- v. Realizar análise econômica de vida útil e de sensibilidade do uso de sistemas fotovoltaicos com e sem concentradores da radiação solar.

1.3 Estrutura da tese

Os trabalhos foram elaborados de acordo com a seguinte descrição:

O Capítulo 2 contém uma síntese sobre o uso de concentradores associados a sistema fotovoltaicos e uma análise das vantagens e desvantagens sobre a sua utilização. Estudou-se a degradação dos sistemas fotovoltaicos, considerando-se os elementos ou fatores que favorecem a mortalidade infantil do sistema em operação em campo, condições adversas às encontradas obviamente em testes de laboratório. Uma avaliação dos sistemas híbridos aplicados como fonte de energia no processo de geração de energia solar em energia elétrica em regiões isoladas, utilizando o princípio da complementaridade energética.

O Capítulo 3 avalia a aplicação de sistemas fotovoltaicos com concentrador para regiões isoladas e uma avaliação econômica para estas regiões.

O Capítulo 4 descreve o processo de degradação acelerada de sistemas fotovoltaicos com concentradores por meio de UV e a análise descritiva dos resultados encontrados para duas tecnologias distintas: monocristalina e policristalina, utilizando o modelo tipo V e o modelo tipo W.

O Capítulo 5 descreve o dimensionamento realizado para sistemas híbridos, considerando-se as fontes solar/diesel, para regiões isoladas.

A Conclusão Geral destaca a análise final de cada capítulo e finaliza com uma visão geral da utilização de sistemas híbridos, fotovoltaico com concentradores/diesel aplicados ao processo de geração de energia elétrica para regiões isoladas.

1.4 Referência Bibliográfica

CHAVES, J.C. Introduction to nonimaging optics. **2008**, p.560. CRC Press, United States of America.

CHEMISANA, D. Building Integrated Concentrating Photovoltaics: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 1, 603–611, **2011**. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.017>.

D. C. JORDAN; S. R. KURTZ. Photovoltaic degradation rates — an analytical review. NREL - National Laboratory of the U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC, **2012**.

SANTOS, I.P.; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. *Elsevier, Energy and Building*, **2012**, 50, 290-297. doi:10.1016/j.enbuild.2012.03.052.

TAN, L.; JI, X.; M. LI; LENG, C.; LUO, X.; LI, H. The experimental study of a two-stage photovoltaic thermal system based on solar trough concentration. *Energy Conversion and Management*, 86, **2014**, 410–417. doi:10.1016/j.enconman.2014.05.029.

VÁSQUEZ, M.; REY-STOLLE, I. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. **2008**. Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com). doi: 10.1002/pip.825.

WINSTON, R.; MIÑANO, J. C.; BENÍTEZ, P. *Nonimaging Optics*. Elsevier Academic Press, **2005**, 509 p.

ZAHEDI, A. Review of modelling details in relation to low-concentration solar concentrating photovoltaic. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 3, **2011**, 1609-1614. doi:10.1016/j.rser.2010.11.051

Capítulo 2

Revisão bibliográfica: Sistemas híbridos - sistemas fotovoltaicos/diesel, mecanismos de concentração da radiação solar e os efeitos da degradação na redução do ciclo de vida em campo

Resumo

O trabalho consistiu em realizar uma revisão bibliográfica, a partir das diferentes fontes de pesquisa a fim de se avaliar o uso de concentradores para baixa concentração da radiação solar integrados em sistemas fotovoltaicos. Avaliar os diferentes tipos de tecnologia fotovoltaica disponíveis no mercado e metodologias de fabricação com a finalidade de se estudar os elementos que levam à sua mortalidade precoce, assim como as possibilidades de prevenção que garantem o seu ciclo de vida. Estudar a hibridação fotovoltaica, observando a relação custo benefício da geração de energia elétrica a partir da complementaridade entre mais de uma fonte energética: solar e diesel.

Palavras chave: concentradores, sistema híbrido, sistema fotovoltaico, degradação.

2.1 Introdução

Os diferentes tipos de recursos energéticos desenvolvidos pelo homem baseados em fontes de energia renovável ou não têm contribuído para a diversificação

da matriz energética. No entanto, busca-se, além da confiabilidade no sistema, a garantia de acessibilidade e a redução dos custos de produção da energia.

O acesso à energia elétrica para as pessoas de regiões isoladas traz o benefício da realização de pequenas atividades, do processamento de produtos acabados além do uso das novas tecnologias. A disponibilidade de energia é dificultada, às vezes, pela produção insuficiente de energia elétrica que atenda a demanda, por falhas nos sistemas de transmissão e distribuição, pela adversidade geográfica, pelo alto custo da energia elétrica, ou pela inviabilidade técnica (BARRETO e PINHO, 2008).

Desta forma, um mercado para a tecnologia fotovoltaica, promovendo novos empregos, independência energética, desenvolvimento sustentável, redução na emissão de CO₂, oportunizando facilidades e desenvolvimento econômico torna-se disponível a partir da redução nos custos iniciais do sistema e sua produção em larga escala.

Os seguintes tópicos sintetizam os estudos desenvolvidos nesta pesquisa, em que procurou-se fazer uma revisão de literatura sobre os aspectos históricos e técnicos desenvolvidos sobre experiências com concentração, módulos fotovoltaicos, degradação e sistemas híbridos de acordo com as normas e padrões internacionais, a fim de se avaliar as perspectivas para o seu dimensionamento para comunidades rurais desconectadas da rede.

2.2 Experiências com concentração em sistemas fotovoltaicos

Os testes e a exploração dos meios de concentração de energia solar, segundo Lin (2012), tiveram início em 1913, quando K. Butti utilizou espelhos para intensificar a energia solar e gerar energia elétrica obtendo uma eficiência de cerca de 3 a 4%, no Egito.

A célula solar de silício desenvolvida em 1952, pelo Bell Laboratories atingiu seu nível de eficiência de 10% em 1955, despertando o interesse pela tecnologia e pelos benefícios advindos com a redução de seus custos de produção. Em 1960, Wisconsin Solar Energy Center desenvolveu pesquisa com células solares usando um disco parabólico concentrador, para um sistema de 50 W. Em 1965, o sistema de baixa concentração usando cones de luz para reflexão foi proposto por Eugene Ralph, uma antecipação do que hoje é chamado CPV (concentrador fotovoltaico) (LIN, 2012).

Em 1976 o grupo da National Sandia Laboratories projetou sistema com lentes de Fresnel para concentrar em 40 X, com rastreamento solar de dois eixos e, células de silício para gerar 1 KW, denominados Sandia I e Sandia II. Em 1981, foi instalado o

Sandia III, chamado de Soleras, na Arábia Saudita, com uma capacidade de 350 kWp e mantido por 18 anos. Defeitos observados foram gerados por: substratos cerâmicos, solda, delaminação, curto-circuito, mudanças nos valores de temperatura ambiente ao longo do dia, pelo dimensionamento do projeto e, pelo arrefecimento insuficiente do sistema (SALA e LUQUE, 2007).

Estudos desenvolvidos por Wenger et. al. (1991), referentes a um período entre 1986 e 1990, avaliaram resultados e impactos de planta fotovoltaica instalada na Califórnia, Carrisa Plains PV, utilizando baixa concentração, por meio de espelhos para intensificar o nível de energia solar sobre os módulos fotovoltaicos. O relatório final deste trabalho indicou declínio no desempenho do sistema com o uso de concentradores, sendo enumerados os seguintes efeitos e observações, Figura 2.1:

- ✓ O escurecimento do encapsulante das células, o EVA, como função da absorção de insolação, de radiação ultravioleta e altos valores de temperaturas atingidos pelos módulos, potencializados pela concentração;
- ✓ A redução dos valores do fator de forma ou de preenchimento e da corrente de curto circuito, provocada pelo aumento da resistência série e pela redução da eficiência ótica;
- ✓ A redução na capacidade de desempenho para os módulos sem concentração, de 3%, e de 15% para os módulos com concentrador, em um período de observação de 21 meses;
- ✓ A remoção de concentradores de alguns módulos levou à redução de perdas de eficiência em seu funcionamento;
- ✓ Redução do fator de capacidade anual, para o sistema com concentração, reduzido de 28.7% para 17.7%, no período de 1986 à 1990;
- ✓ A não aplicabilidade dos recursos de baixa concentração em plantas fotovoltaicas.

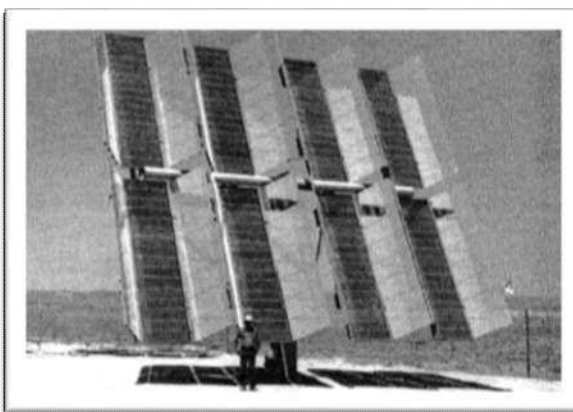



Figura 2.1: Sistema fotovoltaico com concentrador em Carriza Plants PV, em Califórnia.
Fonte: Lin, 2012.




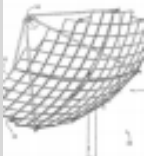




No entanto outros trabalhos divergem dos resultados supracitados, como sendo provenientes apenas da concentração. Em 1989 desenvolviam-se novos processos para a fabricação de células e módulos solares, destacando-se que os novos designs incorporavam óxidos condutores transparentes, substratos flexíveis, conexões marcadas a laser, pontos de contatos, multijunções, e técnicas de captura de luz, ou seja, tecnologias para melhorar o seu desempenho (HUBARD, 1989).

Segundo Lin (2012), a degradação do sistema em Carrisa Plains PV teve como origem, erros no design e nos processos de fabricação dos módulos, como por exemplo, o descuido com os efeitos da radiação UV, absorvida pelo vidro frontal dos módulos, a má formulação dos compostos do encapsulante EVA, além da má escolha da célula PV, e não devido ao uso de concentradores para potencialização da geração de energia.


Tecnologias distintas e níveis de concentração têm sido estabelecidos e utilizados. O Quadro 2.1 mostra níveis de concentração adotados para identificar a intensidade de energia solar sobre os módulos fotovoltaicos com o uso de sistemas óticos.

Quadro 2. 1: Níveis e denominações atribuídas para concentração solar, com e sem rastreamento, potência e tipo de célula

	Exemplo	Potência (kW)	Fator de Concentração	Tipo de célula
Sistemas de baixa concentração (LCPV_Low concentration PV_sem rastreamento)	 Ótica de reflexão (espelhos planos)	1 a 25	3	Silício
		1,4 a 1,6	1,85	Silício
		1,5	1,5 a 2,2	Silício

		-	3	Silício
	Película holográfica			
Média concentração (com rastreamento, 1 ou 2 eixos)		1 a 25	20	Multijunção III - V
	Colimador (múltiplas reflexões)			
		0,1 a 33	1,6 a 120	III – V silício
	Ótica de refração (lentes)			
Sistemas de alta concentração (HCPV_High concentration_com rastreamento)		35	1000 500	Multijunção III - V
	Ótica de reflexão (espelhos parabólicos)			
		8,5	500	Multijunção III - V
	Ótica de reflexão (espelhos parabólicos)			
		7 a 26	1450	Multijunção III - V
	Ótica de reflexão (múltiplos espelhos)			
		1	400	Multijunção III - V
	Ótica de reflexão (espelhos parabólicos)			
		3,75 2,9 2 - 25 <3	500 700 600 470 400 476	III – V III – V III – V III – V Silício III – V
	Ótica de refração (lentes)	5,7 a 13,8 3	385 -	III – V III – V

	2,4 a 14	550	III - V
	1,5 a 7,5	470	III - V
	25	500	III - V
	2.5	1440	III - V
	-	>300	III - V
	0,334	1370	III - V
	25	400	Silício
	1,5 a 7,5	476	III - V
	12	1100	III - V
	15 a 45	1000	III - V



Ótica de reflexão total

Fonte: LNEG, 2010; Lin, 2012.

2.3 Módulos fotovoltaicos:

Os módulos fotovoltaicos são constituídos de células solares de silício que atendem à maior porção do mercado mundial. O silício deve ser purificado para ser utilizado na produção das células, recebendo denominações de acordo com o grau de purificação: silício grau metalúrgico, com pureza de 98%, o silício grau químico, o silício grau eletrônico, com teor de impureza de $10^{-10}\%$ e o silício grau solar, produzido a partir das sobras do silício grau eletrônico (LIMA, 2013).

O mercado fotovoltaico oferece várias tecnologias, tais como (BOLTON, 1983; KAZMERSKI, 1997; PARIDA et al, 2011; GHENSEV, 2006, SHAYANI, 2006):

- o grupo das células convencionais: células de silício monocristalino (mc-Si) e policristalino (pc-Si).
- O grupo dos filmes finos: as células de silício amorfo (a-Si) e as células do composto binário, que compõem o grupo III-IV da tabela periódica dos elementos, disseleneto de cobre e índio (CIS), de índio e gálio (CIGS) ou de telureto de cádmio (CdTe), as de arseneto de gálio (GaAs), e as do composto ternário, como, por exemplo, dissulfeto de cobre e índio (CuInSe₂); e
- o grupo de outras tecnologias que se constitui das células de multijunção, a Artificial Leaf (folhas artificiais) feitas à base de dióxido de titânio (TiO₂) e corantes fotoexcitáveis e a tecnologia Spheral, que se utiliza de milimétricas esferas de silício, sobre finas camadas de folhas de alumínio, como substrato e seladas com plástico teflon. A Figura 2.2 ilustra as tecnologias citadas.

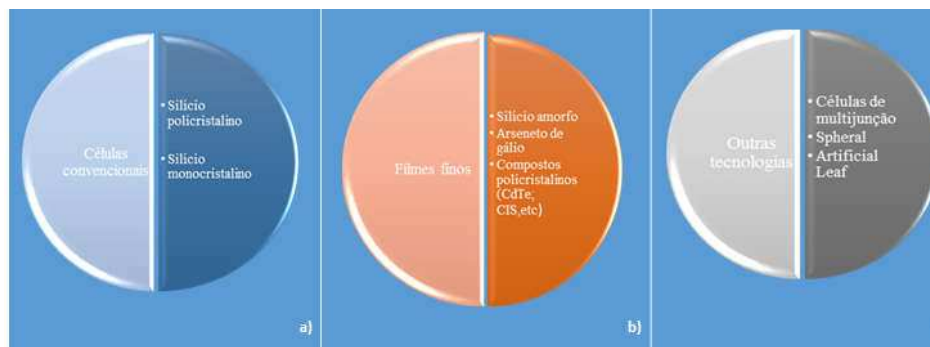


Figura 2. 2: Tecnologias de células fotovoltaicas: a) células convencionais; b) filmes finos e c) outras tecnologias

Há diversas tecnologias desenvolvidas e utilizadas no processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos.

O silício purificado é derretido e solidificado, por meio de técnicas que produzem lingotes ou fitas com graus de perfeição do cristal em diferentes níveis, constituindo assim o módulo de silício cristalino. A solidificação direcional é a tecnologia mais relevante, resultando no silício multicristalino, representando 53% do mercado. O método de Czochralski é realizado a partir do crescimento do lingote de silício fundido a partir do silício de elevada pureza (99,99% a 99,99999%), lentamente e a altas temperaturas, sendo necessárias grandes quantidades de energia. Da solidificação controlada resulta o silício monocristalino, tecnologia que atende a 33% do mercado (COMISSÃO EUROPÉIA, 2011). Em menor escala utiliza-se a técnica de Fusão de Zona, apesar de produzir células mais eficientes, é um processo mais caro.

A técnica Czochralski produz lingotes que serão cortados em *wafers* (lâminas) finos por serras diamantadas, passarão por processo de lapidação, ataque químico e polimento. Há perdas de material e gastos energéticos neste processo. Para compensar as perdas energéticas o período de *energy pay-back time* para a tecnologia é de mais de três anos, isto é, o módulo fotovoltaico precisa gerar energia solar em elétrica em um período de tempo equivalente para compensar a energia utilizada na sua produção (30% dispendida para a produção do silício, 20% para corte e polimento, 20% da célula e 30% para a produção do módulo) (GHENSEV, 2006.).

O procedimento para a produção das células de silício policristalino consiste em fundir e solidificar direcionalmente o silício, como resultado tem-se um cristal defeituoso. Estes defeitos estão no entorno dos grãos presentes em grandes quantidades no cristal. As lâminas de silício são tratadas quimicamente, cortadas em espessuras

“comerciais”, ou seja, menor possível (cerca de 20 a 30 lâminas por cm), com o objetivo de diminuir os custos na fabricação. Recebem em seguida, uma cobertura metálica em ambas as faces, isto é, na parte da frente e de trás (LIMA, 2013).

A Tabela 2.1 sintetiza alguns processos para a produção do silício, material base para a fabricação das células fotovoltaicas que constituem o módulo.

Tabela 2. 1: Metodologia de produção do silício, categoria e técnica de produção de células fotovoltaicas

Categoria	Metodologia	Técnica
A	Crescimento do lingote de silício, cristal-único, aplicação na eletroeletrônica.	<ul style="list-style-type: none"> • Czochralski – CZ (consiste em derreter o material em atmosfera controlada e a altas temperaturas) • Fusão por Zona – FZ (o material sofre aquecimento e fusão por zona)
B	Crescimento do lingote de silício multicristalino.	<ul style="list-style-type: none"> • Solidificação Direcional – DS (moldagem em cadinho) • Carcaça Eletromagnética – EMC (material confinado e aquecido por indução eletromagnética)
C	Crescimento de fita de silício em folha: <i>ribbon na sheet growth</i> .	<ul style="list-style-type: none"> • Crescimento da Membrana Dendritica (ramificado como árvore) • Crescimento de fita com borda definida – EFG (baixo custo e poucas fases para a produção, obtendo-se silício monocristalino de forma direta) • Crescimento de fita por bordas sustentadas – S-WEB (menor controle das condições de temperatura com uso de equipamentos de baixo custo na produção) • Crescimento de fita em substrato – RGS (depósito de silício líquido sobre uma esteira em movimento que serve como substrato contínuo, a diferença de temperatura no processo cristaliza o silício) • Folha de silício de baixo ângulo – LASS (semelhante ao anterior, porém, o material é depositado sobre o substrato) • Técnica RTR (silício policristalino é inserido

		em um campo magnético provocando o crescimento de uma fita)
D	Crescimento de filme fino de silício	• Filmes finos (o silício é depositado sobre uma superfície qualquer, em baixas temperaturas e em pequenas quantidades)

Fonte: GHENSEV, 2006.

Os módulos de silício cristalino são então produzidos como se segue, têm-se: i) a produção do silício, (ii) a purificação do silício, (iii) o crescimento de cristais de silício, (iv) o corte do *wafers*, (v) a fabricação da célula com as lâminas de silício sendo lavadas quimicamente, conduzidas à texturação, à difusão de dopantes, à deposição de filmes antirreflexo (A.R.) e de contatos metálicos. Em seguida são interconectadas em série e em paralelo. Para finalizar, faz-se a montagem do módulo. A Figura 2.3 ilustra o processo de fabricação das células. (SANTOS JÚNIOR, 2008; Comissão Européia, 2011).



Figura 2. 3: Procedimento padrão para fabricação de células fotovoltaicas (modificada)
Fonte: SANTOS JÚNIOR, 2008.

A Tabela 2.2 informa sobre os aspectos comparativos entre as células de silício produzidas e comercializadas para a fabricação dos módulos fotovoltaicos, considerando as de monocristalino, policristalino, silício amorfo, filme fino e heteroestruturas.

Tabela 2. 2: Células de silício e notas sobre aspectos positivos e negativos, fatores limitantes e tecnologias propostas para alterações na sua fabricação

Tipo: Silício	Aspectos positivos	Aspectos negativos e limitantes
Monocristalino	Elevada Eficiência, confiabilidade e resistividade em campo, tem baixo impacto ambiental.	O processo de fabricação é demorado e de alto custo, os coeficientes de absorção têm baixo poder de absorção em função do tipo de bandgap indireto.
Policristalino	Baixo custo de produção em relação ao monocristalino.	A eficiência é menor do que a do monocristalino, o processo de fabricação é lento e com limitação na quantidade de cristais levando a concentração de defeitos em torno dos cristais formados.
Amorfo	Baixo custo de produção, material utilizado tem elevada capacidade de absorção da luz e utiliza substratos baratos na sua fabricação.	Os resultados indicam baixa eficiência de geração de energia e menor ciclo de vida em campo comparativamente com o monocristalino e o policristalino.
Filme fino cristalino	Material de baixo custo com utilização de substratos baratos no processo de fabricação.	Possuem baixa capacidade de absorção no processo de geração de energia.
Heteroestruturas a-Si/c-Si	Atinge elevado índice de eficiência, necessitando de baixos valores de temperatura, tem período de pay back menor em relação às outras tecnologias, combina as melhores propriedades dos dois sólidos.	

Fonte: GHENSEV, 2006; Comissão Européia, 2011; HZB, 2015.

A Figura 2.4 ilustra células de heteroestruturas de silício de acordo com a Tabela 2 e processo de cristalização para células de filme fino.

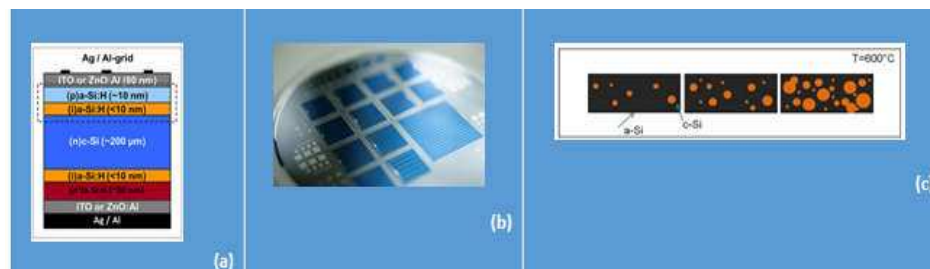


Figura 2. 4: Tipos de células de silício: (a) estrutura de wafer baseada na heteroestrutura cristalino/amorfo (b) células de heteroestruturas a-Si/c-Si; (c) processo de cristalização do silício amorfo na produção de células solares de filme fino, a baixas temperatura

Fonte: HZB, 2015.

A metodologia de fusão do silício e sua posterior cristalização tem sido uma técnica comercial preferencialmente adotada na fabricação das células fotovoltaicas.

As pesquisas em desenvolvimento procuram estabelecer metas e perspectivas inovadoras para a produção das células fotovoltaicas, sempre com o intuito de manter a confiabilidade e o seu bom desempenho e almejando a diminuição de seu custo de produção. A Comissão Européia (2011) definiu objetivos considerados alcançáveis neste sentido e a Tabela 2.3 ilustra parte deste planejamento para até 2035, como por exemplo, a redução da quantidade de massa de silício utilizada nas células, os avanços tecnológicos esperados e os fundamentos básicos para estas pesquisas.

Tabela 2. 3: Horizonte de planejamento e perspectivas de pesquisas para as células de silício para sistemas fotovoltaicos

Células de silício cristalino	Processo de fabricação	Inovações tecnológicas	Fundamentação básica para pesquisas	Aspectos econômicos
2011-2016	Células com espessura menor do que 150 μm; massa de 5 g W ⁻¹ .	Aperfeiçoar processo de crescimento dos cristais e da reciclagem dos módulos; redução nos custos do encapsulante, de material perdido durante a serragem na obtenção dos <i>waffers</i> e, da espessura do vidro de cobertura; reutilização de	Determinação de defeitos e de controle nos processos de fabricação do silício, desenvolvimento de nova matéria prima para a produção das lâminas de silício e encapsulantes, tecnologia de confiabilidade e envelhecimento de Cu para contatos do sistema.	15-25 € Kg ⁻¹

		cadinho (recipiente) para silício fundido com baixa inserção de impurezas; desenvolvimento de nova matéria prima de silício.		
2016-2025	Células com espessura menor do que 100 μm ; massa menor do que 3 g W^{-1}	Desenvolvimento de nova matéria prima e de processos de redução de defeitos nas lâminas de silício; aperfeiçoamento do encapsulante, de adesivo condutivo para solda nos contatos da célula e dos processos de reciclagem dos módulos; obtenção de células com espessura menor do que 75 μm pelo método Kerfless.	Determinação de defeitos e de controle nos processos de fabricação do silício; desenvolvimento de nova matéria prima para a produção das lâminas de silício, de materiais para contato, e para camada de conversão na parte de cima e de baixo.	10-20 € Kg^{-1}
2025-2035	Células com espessura menor do que 50 μm ; massa menor do que 2 g W^{-1}	Desenvolvimento de nova matéria prima e de processos de redução de defeitos nas lâminas de silício e de fabricação; novos materiais encapsulantes; rendimento maior do que 90%; obtenção de células com espessura menor do que 50 μm pelo método Kerfless.	Desenvolvimento de nova matéria prima para a produção das lâminas de silício, de materiais para contato, e para camada de conversão na parte de cima e de baixo.	Menor do que 10 € Kg^{-1}

Fonte: Comissão Européia, 2011.

A Figura 2.5 ilustra a relação econômica do quilograma do silício disponível no mercado, em diferentes graus, com a quantidade de impureza encontrada em cada tipo, um indicativo do seu peso no custo da produção dos módulos fotovoltaicos.

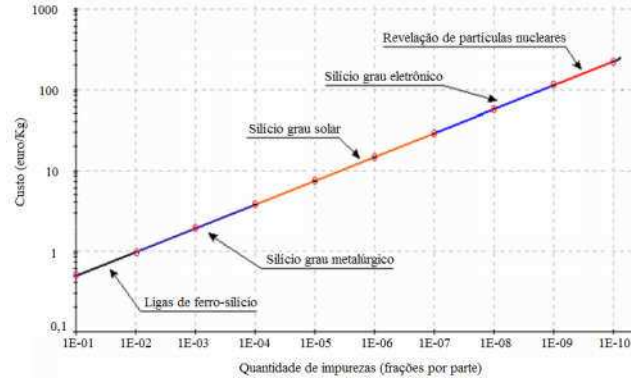


Figura 2.5: Relação entre o custo do silício em seus diferentes graus em função da quantidade de impurezas encontradas em cada nível.
Fonte: GHENSEV, 2006.

Os módulos fotovoltaicos se constituem por um conjunto de células solares, encapsuladas, de uma cobertura frontal, de vidro ou de resina termoplástica. Possuem material encapsulante, que pode ser de acetato de vinila (EVA) ou de polivinil butiral (PVB), uma cobertura posterior de polímeros de fluorados (polivinil fluorados (PVF) ou de politetrafluoretileno (PTFE)), vedação de bordas utilizando borracha butílica, silicone ou fita dupla face, faixa de conexões elétricas de polietilenotereftalato (PET), e uma moldura de perfil de alumínio ou de plástico, para serem protegidas contra as ações da natureza e conferirem rigidez ao conjunto (SANTOS JÚNIOR, 2008).

Os componentes do módulo fotovoltaico têm características específicas e propriedades que deverão fornecer estabilidade e resistência aos sistemas fotovoltaicos, além da eficiência elétrica, a Figura 2.6 os ilustra (SANTOS JÚNIOR, 2008).

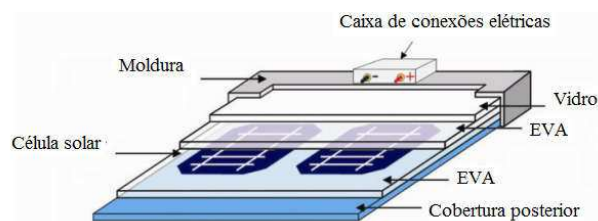


Figura 2. 6: Componentes de módulo solar de silício.
Fonte: SANTOS JÚNIOR, 2008.

O Quadro 2.2, contém os requisitos importantes para os componentes e os procedimentos para a produção dos módulos, com o objetivo de garantir: níveis ideais de tensão e corrente; rigidez estrutural; proteção contra intempéries_ fadiga térmica, radiação UV; abrasão; isolamento elétrico; transparência; facilidade de instalação; dissipação de calor.

Quadro 2. 2: Materiais que constituem o módulo fotovoltaico de célula solar de silício, seus requisitos e técnicas de fabricação

Material	Requisitos	Técnica de fabricação dos materiais
Cobertura Frontal	<ul style="list-style-type: none"> _ Transparência; _ Resistência mecânica à cargas estáticas; _ Resistência dinâmica e resistência a riscos; _ Estabilidade óptica, com elevada transmitância para todo espectro solar. 	(i) Vidro (constituídos por porções menores de componentes químicos como ferro, sódio e fósforo): processos de tratamento térmico, laminação e adição de elementos químicos à sua composição, técnicas de têmpera –para maior resistência a rupturas, espectroscopia eletrônica Auger para que elementos como carbono, fósforo, sódio, titânio, oxigênio, dentre outros, sejam difundidos dinamicamente.
	<ul style="list-style-type: none"> _ Resistência e durabilidade mecânica, _ Transparência; _ Estabilidade no tempo e à radiação solar; _ Temperatura contínua de trabalho de até 260 °C. 	(ii) Politetrafluoretileno (Teflon®): laminação à vácuo, em filmes transparentes (0,025 mm) para adequar-se à forma da superfície de fixação.
Cobertura posterior	<ul style="list-style-type: none"> _ Alta refletância; _ Proteger contra ações da natureza; _ Resistência à ação de solventes químicos e fungos; _ Impermeabilidade e resistência à degradação do espectro solar 	Fluoreto de Polivinila (Tedlar®): é inserido no processo de fabricação do módulo de acordo com a sequência vidro/EVA/célula/EVA/Tedlar® ou vidro/EVA/célula/EVA/Vidro
Encapsulante	<ul style="list-style-type: none"> _ Acoplar opticamente para transmissividade de 90% da radiação solar e perdas de 5% em um período de 20 anos; _ Proteger fisicamente contra a degradação; _ Oferecer boa aderência aos materiais que constituem o sistema; _ Ter valores reduzidos para o coeficiente de absorção para a água e vapores úmidos; _ Ter valores elevados para a constante dielétrica _ Isolar e proteger os circuitos elétricos da célula fotovoltaica; 	(i) Acetato de Vinila (EVA): a célula é envolvida na substância, em gel (vidro/EVA/célula/EVA/Tedlar® ou vidro/EVA/célula/EVA/Vidro). É introduzida, em laminadora, que pode induzir o vácuo na parte da frente e detrás do conjunto, separadamente, atingindo a temperatura de 70 °C. A parte de trás do conjunto, então, é induzida ao vácuo. Após alcançarem a temperatura de 90 °C, a parte da frente do conjunto, então, é retirada do vácuo sendo pressionado pela membrana de silicone. A temperatura é elevada para 150 °C para a cura do EVA. Em seguida, a temperatura é reduzida para 75 °C, por meio de refrigeração com água. A fim de liberar a membrana de silicone e reduzir a pressão sobre o módulo, inicia-se o vácuo na parte da frente do sistema.
	<ul style="list-style-type: none"> _ Resistência mecânica e ao calor; 	(ii) Polivinil Butiral (PVB): técnica

	<ul style="list-style-type: none"> _ Transmissividade; _ Ciclo de vida elevado; _ estabilidade à radiação UV e _ permeabilidade à água e ao vapor de água 	semelhante à empregada no uso do EVA, no entanto, é aquecido e prensado entre dois vidros, aumentando sua resistência à impactos, apesar de ser mais suscetível à umidade do que o EVA.
Vedante de bordas	<ul style="list-style-type: none"> _ Impermeabilidade para evitar a interferência de: água e percolação, pressão hidrostática e umidade, gases e vapores, _ Resistir à ação da radiação UV, aos efeitos da vibração, abrasão, torção e puncionamento, à compressão e dilatação, ao cisalhamento e ao impacto, à produtos químicos; _ Ser aderente e de longa durabilidade 	Utilização de borrachas butílicas a selantes ou fitas adesivas dupla face, do tipo Lohmann Duplomont 918 e silicone Dowcorning PV 804 para vedar e selar as bordas do módulo.
Caixa de conexões	<ul style="list-style-type: none"> _ Resistir às ações da natureza; _ Proteger o circuito de correntes reversas. 	É projetada para ser colada na parte de trás do módulo, na parte superior, usando adesivo ou selante ou vedante de bordas. Contém diodos e terminais para soldar as fitas condutoras do módulo, como parte de um circuito simples.

Fonte: SANTOS JÚNIOR, 2008.

A escolha do tipo de tecnologia a ser utilizada é dependente das características óticas de cada uma, do seu band gap, do seu coeficiente de absorção ou sua resposta espectral associada com suas propriedades eletrônicas, que indicarão o seu rendimento (MANZANARES, 2008).

As células de alta eficiência, porém, são mais caras (o gálio é mais raro do que o ouro e o arsênio apresenta alta toxicidade) e o material utilizado para produzi-las não é tão abundante quanto o silício, além do elevado custo. Então, embora mais eficientes esses materiais, não tendem a ser tão facilmente encontradas na natureza quanto as células de silício (BOLTON, 1983).

2.4 Degradação

2.4.1 Mecanismos, causas e efeitos da confiabilidade e durabilidade de um módulo fotovoltaico

A confiabilidade no módulo fotovoltaico segundo Vásquez e Roy-Stolle (2008), advém da previsibilidade de um longo período de garantia da sua potência. Historicamente, os estudos têm sido realizados para pequenos sistemas isolados. No entanto, a sua implantação em grandes estações de energia conectadas à rede, como o Projeto Topaz, na Califórnia, de 550 MW tem trazido novas orientações. O processo de

degradação tem sido realizado pela mensuração individual da potência do módulo, dificultando a sua análise.

O sistema fotovoltaico é instalado ao ar livre, submetido aos impactos dos fenômenos naturais, como variação da temperatura, da umidade e da intensidade de radiação solar incidente sobre as células. É necessária uma análise qualitativa e quantitativa de seu desempenho para, dessa forma, satisfazer as normas de qualificação e definir o seu ciclo de vida, considerando, ainda, a variabilidade de módulos produzidos por fabricantes diferentes e das células que compõem um módulo.

Os fabricantes deveriam projetar e oferecer também, garantias baseadas no envelhecimento e no desgaste do material, considerando o estado da arte dos parâmetros da tecnologia como mecanismo de avaliação do nível de deterioração, tendo as taxas de degradação, medidas em função do tempo e tendo a variabilidade da potência como referência. Deveriam focar, prioritariamente, o estudo na tecnologia de silício cristalino, por ser mais comercializável do que o a-Si e o CIS, considerando, porém, a possibilidade de incluir outras tecnologias fotovoltaicas (VÁSQUEZ e ROY-STOLLE, 2008).

No entanto, testes de qualificação têm sido realizados desde 1970, o mercado internacional de commodities exige, e normas estabelecidas pela Comissão Eletrotécnica Internacional, IEC, avaliam e classificam os módulos produzidos procurando garantir e satisfazer aos interesses do consumidor e do fabricante. São testes de exposição UV, ciclos térmicos (TC), de umidade e congelamento (HF), de exposição à umidade e calor (DH) e, ao campo (OE) (OSTERWALD e McMAHON, 2008).

Estabelecer uma metodologia para o estudo da degradação constitui um instrumento imprescindível para a previsão da confiabilidade, já que de acordo com Kopp (2012), a inspeção visual, apenas, não é suficiente para correlacionar o nível de degradação. É necessário determinar as curvas tensão versus corrente (V-I) para avaliar o desempenho elétrico dos módulos, pois módulos que visualmente parecem estar degradados, no entanto, podem produzir curvas características com resultados esperados, ou vice-versa.

A inspeção visual deve, portanto, de acordo com Kopp (2012), ser aperfeiçoada, listando-se com precisão os defeitos possíveis, por meio de metodologia de quantificação de defeitos, fornecendo treinamento aos profissionais para redução dos erros nesse processo. Fazer a quantificação da incerteza na inspeção visual, avaliando possíveis erros nas medições. Fazer a determinação, empiricamente, dos coeficientes de

temperatura, fazer a identificação dos defeitos na célula de descoloração com o uso de câmera de infravermelho, de espectroscopia e de eletroluminescência, para localização de pontos quentes.

Os módulos são projetados para evitar danos causados por materiais que custam cerca de 50% do valor da célula. Uma amostra pequena, menos de 10 módulos permite analisar o ciclo de vida do equipamento, tendo como nível de aceitação cerca de 80% da potência inicial de saída, definida como limite de degradação, (OSTERWALD e McMAHON, 2008).

A garantia estabelecida pela indústria fotovoltaica levou em conta os seguintes aspectos:

- (i) garantia sobre os componentes ou materiais utilizados e sobre o processo de fabricação do módulo fotovoltaico (mão de obra), sobre a potência produzida – de 1 a 5 anos;
- (ii) garantia sobre a potência de saída do módulo, em funcionamento por um período de 10-12 anos, com 90% do valor de sua potência nominal inicial e, 80% da sua potência nominal inicial para o período de 20 - 25 anos de utilização (VÁZQUES e ROY-STOLLE, 2008).

Recentemente, a garantia de potência pelo fabricante tem considerado o conceito de tolerância de potência do módulo, P , como uma compilação de testes em campo, em abordagens empíricas e, em testes de degradação: $P = P_0 \times 0,97 \times 0,95 \times 0,80$, baseando-se na mensuração da potência nominal da incerteza, (P_0); de 3% e 5% da potência nominal do módulo, respectivamente e de 80% do valor da potência de saída para um período de 25 anos (VÁZQUES e ROY-STOLLE, 2008).

Os testes de certificação, portanto, conferem maior confiabilidade, porém segundo Blanquet et al. (2003) e Vázquez e Roy-Stolle (2008), encontra-se resultados laboratoriais diferentes das situações em campo, como por exemplo: a delaminação do tedlar, em laboratório e, o seu descolamento em campo. Imprescindível, então, a elaboração de um modelo de degradação como uma forma complementar e barata de avaliar a sua confiabilidade.

A certificação é realizada de acordo com a norma IEC 61215, que estabelece as especificações técnicas que devem ser atendidas pelo fabricante para que o módulo fotovoltaico possa ser aprovado para operação ao ar livre. O equipamento deverá ser certificado em relação as suas características elétricas e térmicas e sua resistência as variações climáticas e a máxima degradação da potência de saída após cada bateria de

testes. Não deve exceder 8% em relação à potência nominal, não deve apresentar defeitos de aterramento ou estar em circuito aberto e não ter nenhum defeito aparente após inspeção visual (silício cristalino) deve-se, portanto:

- (i) tomar um módulo como referência, sem submetê-lo a testes;
- (ii) submeter outro módulo a testes de resistência, de desempenho em intensidades a diferentes valores de radiação, testes de resistência térmica, do diodo de *bypass*, e de pontos quentes (caracterização elétrica);
- (iii) submeter três grupos de módulos (dois módulos em cada grupo) a testes mecânicos e ambientais (exposição à radiação UV, ciclos térmicos, ciclos de congelamento e umidade) (VÁZQUES e ROY-STOLLE, 2008).

Lista-se a seguir normas e suas especificações para testes e certificação para módulos fotovoltaicos realizados em laboratórios de certificação de acordo com a LNEG (2010):

- ✓ IEC 61215: qualificação e homologação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino (PV) para uso terrestre;
- ✓ IEC 61646: projeto de qualificação e homologação para módulos fotovoltaicos terrestres de *thin-film* (PV);
- ✓ IEC 62108: qualificação do *design* e homologação de módulos e sistemas fotovoltaicos de concentração (CPV);
- ✓ IEC 61730-1: requerimentos para construção de qualificação de segurança para módulos fotovoltaicos (PV);
- ✓ IEC 61730-2: requerimentos de testes para qualificação de segurança de módulos fotovoltaicos (PV);
- ✓ UL 1703: módulos fotovoltaicos planos para USA e Canadá;
- ✓ UL 8703: módulos fotovoltaicos planos para concentração, para USA;
- ✓ IEC 61701: testes de corrosão por névoa de sal em módulos fotovoltaicos (PV);
- ✓ IEC 60904-1: medidas da curva característica I x V, para dispositivos fotovoltaicos;
- ✓ IEC 61345: testes UV para módulos fotovoltaicos (PV);
- ✓ IEC 61829: medidas da característica I x V para arranjo fotovoltaico de silício cristalino (PV);

✓ IEC 62124: sistema fotovoltaico para regiões isoladas.

A Figura 2.7 ilustra testes realizados para avaliar o desempenho dos módulos, quanto à eficiência, a robustez mecânica, o choque térmico, a segurança e a conformidade.



Figura 2. 7: Esquema da sequência de testes de qualificação para avaliar desempenho de módulo fotovoltaico de acordo com IEC 61215.

Fonte: LNEG, 2010, Ramos, 2006.

A norma IEC 61730 estabelece critérios para qualificação de segurança de módulos fotovoltaicos (PV), classificando-os e certificando-os quanto à exposição ao fogo, resistência ao corte, a continuidade de conexão a terra, quanto à sobretensões de origem atmosférica, à resistência dielétrica, ao tipo de ruptura por impacto e, quanto às provas para componentes e materiais, sintetizados no Quadro 2.3.

Quadro 2.3: Critérios estabelecidos pela IEC 61730 para homologar segurança para o PV

	Classe	Tensão
A: acesso geral, tensões potencialmente perigosas.	II: duplo isolamento (recomendável)	> 50 V DC ou 240 W
B: acesso restrito, tensões potencialmente perigosas.	0: isolamento básico	> 50 V DC ou 240 W
C: baixos valores de tensão, aplicações para pequena potência.	III: baixa tensão	< 50 V DC e 240 W

A sequência de testes de acordo com a IEC 61215, utiliza 8 módulos: para avaliação dos parâmetros elétricos, exposição ao sol e pontos quentes, para radiação UV, análise de ciclos térmicos e robustez dos terminais, e o restante para a realização de 200 ciclos térmicos e testes de calor úmido.

A Figura 2.8 ilustra o percentual de falhas observadas durante a certificação de módulos fotovoltaicos, analisados por critério, de acordo com norma internacional (PREISS et al., 2011).

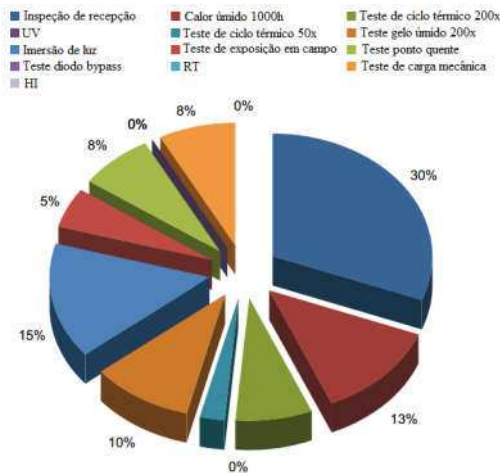


Figura 2.8: Percentual de falhas, por critério, no processo de certificação de módulos fotovoltaicos. Fonte: PREISS et al., 2011.

A aprovação do sistema em testes de qualificação significa que o sistema tem a especificação exigida para operar em campo e o seu design não o levará à mortalidade infantil, atendendo pelo menos às especificações técnicas da IEC 61215.

No Brasil, há laboratórios de certificação para os módulos fotovoltaicos e seus componentes, creditados pelo INMETRO _ Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia que estabelece requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (o módulo, o controlador de carga, o inversor e a bateria). São eles:

1. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL Jorge Lima;
2. Centro de Pesquisa e Desenvolvimento – CPqD/ASE - Área de Sistemas de Energia;
3. Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas – GEDAE;
4. Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo - IEE/USP;

5. Laboratório de Energia Solar/Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS;
6. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - GREEN / PUC-MG;
7. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RJ;
8. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - LABELO/PUC-RS (INMETRO, 2015).

2.4.2 Elementos da degradação

Segundo Kopp (2012), vários são os fatores que dão causa ao processo de degradação, tais como o sombreamento, a corrosão eletroquímica, os ciclos de aquecimento e arrefecimento, pontos quentes, vidros quebrados, falhas de ligação de solda, falhas de arco, escurecimento do encapsulante, falhas no diodo de *bypass*.

Segundo Jordan e Kurtz (2012) o valor médio da taxa de degradação é de 0,5% ao ano e comparativamente, os módulos de silício monocristalino se degradam mais do que os de multicristalino e mais significativamente do que os de silício amorfo. Está correlacionada linearmente com a exposição do sistema à radiação ultravioleta, e pelo aumento da resistência série. Advêm das falhas individuais ou de componentes elétricos, levando a reduções no valor do fator de preenchimento da célula.

Vázquez e Roy-Stolle (2008), em seu estudo, indicam que o processo de degradação ocorre em duas etapas: no primeiro ano, a taxa de degradação é de 1 - 3%, enquanto que nos anos subsequentes está entre 0,5 - 1,0% ao ano.

A qualidade e a integridade dos módulos, de acordo com o manual de boas práticas desenvolvido pelo *PVCROPS_Photovoltaics Cost Reduction, Reliability, Operational Performance, Prediction and Simulation* indica que os efeitos da degradação são provenientes da LID, degradação induzida da luz e da PID, degradação induzida da potência. Ocorrem, respectivamente, pelos defeitos nas células solares e nos módulos durante a fabricação e, pela tecnologia da célula e do material de encapsulamento utilizado (PVCROPS, 2013).

A LID ocorre após algumas horas de exposição do módulo fotovoltaico à radiação solar, reduzindo a potência nominal típica em cerca de 1 a 4%. Resultado da reação química entre os átomos de oxigênio e os átomos de boro, encontrados nos resíduos da rede cristalina de silício e no procedimento de dopagem do composto, respectivamente.

O efeito PID é provocado pelo movimento dos íons de Na^+ para a superfície do vidro que protege os módulos. As células se comportam como se estivessem desligadas, se mostrando escura em testes de eletroluminescência. Sugere-se que o módulo deva ser instalado por meio de ligação do pólo negativo do inversor a terra, para a tecnologia de silício tradicional e pelo pólo positivo para outros tipos, utilizando-se de inversores galvânicos isolados (PVCROPS, 2013). A Figura 2.9 ilustra estes efeitos, LID e PID.

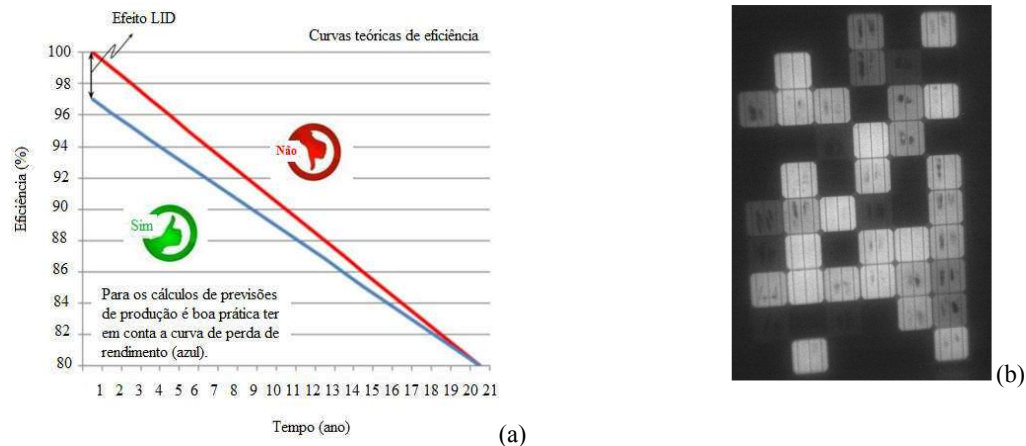


Figura 2. 9: (a) Curvas teóricas de eficiência em relação ao efeito LID; (b) Efeito PID, observados em teste de eletroluminescência.

Fonte: PVCROPS, 2013.

Para análise do nível de degradação do sistema, é, portanto, necessário determinar as características elétricas do módulo, determinar a curva característica, fazer os testes elétricos, determinar os pontos quentes, fazer a identificação da degradação por meio da resistência série. Será preciso determinar os coeficientes de temperatura α e β (α é a taxa de variação do módulo da corrente de curto – circuito em relação à temperatura e β é a taxa de variação da tensão de circuito aberto em relação à temperatura - β), e fazer o monitoramento dos valores da I_{CC} e da V_{CA} .

Tais parâmetros podem ser determinados de acordo com as normas NBR1176/EB2176 (Módulos fotovoltaicos), NBR12136/MB3477 (determinação de características elétricas), NBR12137/MB3478 (ensaios mecânicos e ambientais) e a NBR12302/NB1386 (parâmetros de correção da curva em relação à radiação e temperatura) (PRIEB, 2002; BÜHLER & KRENZINGER, 2008).

O Quadro 2.4 contém as especificações ideais para os coeficientes de temperatura em função da corrente de curto circuito (α), da tensão (β) e da potência

máxima (γ) para o módulo fotovoltaico em condições ideais de funcionamento e geração de energia elétrica.

Quadro 2. 4: Relação ideal entre coeficiente de temperatura e a corrente de curto circuito (α), a tensão (β) e a potência máxima (γ) no módulo fotovoltaico

	Coeficiente de temperatura para a corrente de curto circuito, α . (% / °C)	Coeficiente de temperatura para a tensão, β . (- % / °C)	Coeficiente de temperatura para a potência máxima, γ . (- % / °C)
Comportamento	<p>_Para valores maiores do que o coeficiente de temperatura para a corrente de curto circuito, maior será a velocidade dos elétrons na célula, portanto, maior será a energia gerada;</p> <p>_Para cada aumento no valor da temperatura em (°C), há um aumento percentual da corrente de curto circuito (sinal positivo).</p>	<p>Para valores maiores do que o coeficiente de temperatura para a tensão, maior será o valor da tensão no módulo e, maior será a energia gerada;</p> <p>_Para cada aumento no valor da temperatura em (°C), a tensão no módulo tem seu valor percentual reduzido (sinal negativo).</p>	<p>_Para valores maiores do coeficiente de temperatura para a potência máxima, maior será o valor da tensão no módulo, maior será a energia gerada;</p> <p>_Para cada aumento na temperatura em (°C), a tensão no módulo tem seu valor percentual reduzido (sinal negativo).</p>

Fonte: Machado Neto, 2006.

De acordo com Kempe (2009), a degradação do módulo ocorre em função da fragilização do polímero, do processo de delaminação e/ou descoloração. Os autores Vásquez e Roy-Stolle (2008), também analisam em seu estudo que o desempenho do sistema fotovoltaico pode ser comprometido pela degradação dos materiais acondicionados, com a perda de adesão dos encapsulantes, da interconexão da célula/módulo, pela penetração de umidade e, perda dos dispositivos do semicondutor.

Para a análise de desempenho e da vida útil do sistema fotovoltaico é necessário estudar o comportamento dos elementos que levam à sua degradação, avaliando as características elétricas do sistema.

Rodrigues (2009), Kempe (2009) e Kopp (2012), afirmaram que o processo de degradação do sistema fotovoltaico ocorre devido aos seguintes fatores:

- ✓ sujeira na parte frontal:

perdas de cerca de 10% no rendimento. De acordo com PVCROPS (2013) para instalações próximas de fontes de poeiras, como fábricas, praias ou desertos podem ser superiores a 20%. Sugere a limpeza do sistema para evitar que ocorra sombreamento em uma ou outra célula, o que pode levar ao surgimento de pontos quentes, causadores de danos à célula;

✓ pontos quentes:

são gerados em função de células quebradas, sombreadas, ou com valores elevados atingidos pela resistência série, há energia dissipada na forma de calor, porque há regiões operando com tensão positiva, isto é, gerando energia e regiões que trabalham com tensão negativa, com polarização reversa, onde se consome energia. O sombreamento leva células ou diodos a trabalharem em diferentes valores de irradiação dentro de um mesmo arranjo ou instalação, mudando sua polarização e valores de temperatura, que podem atingir até 150 °C, danificando também o encapsulante do material: (Díaz-Dorado et al., 2013), Figura 2.10.

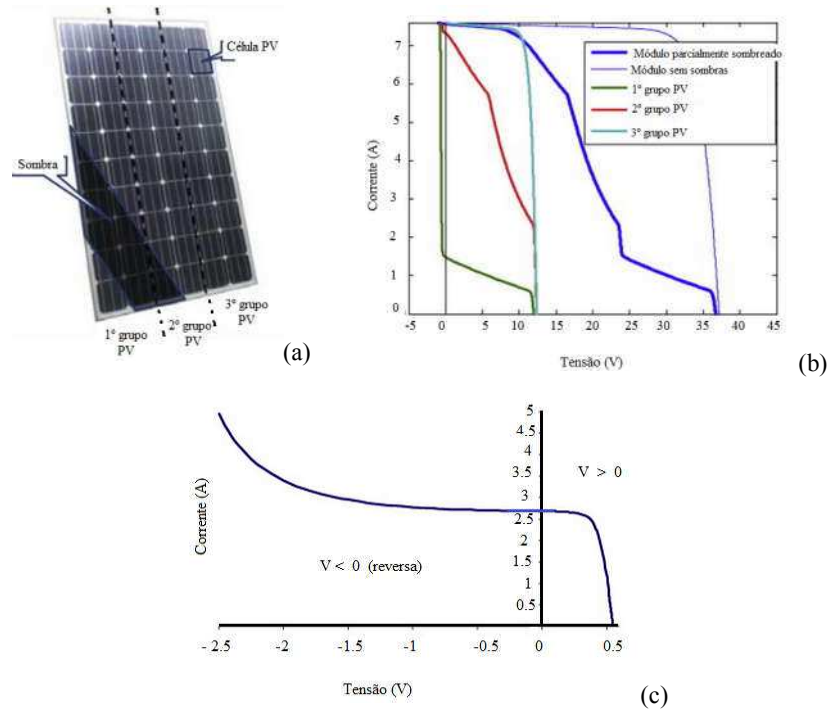


Figura 2. 10: (a) Esquema de arranjo fotovoltaico com sombreamento parcial; (b) curva característica para cada um dos grupos destacados em (a) e os efeitos causados pelo sombreamento em seu desempenho; (c) curvas I - V de avanço e retrocesso de uma célula em CEM (condiciones estándar de medida).

Fonte: Díaz-Dorado et al., 2013.

- ✓ degradação do encapsulante (degradação do EVA), degradação ótica:
provoca o envelhecimento do módulo, sendo causada pela exposição à radiação ultravioleta (UV) e a elevadas temperaturas. É associada à presença de umidade, provocando o aparecimento de manchas com tons que variam desde branco e amarelo até tons de castanho-escuro, levando à formação de ácido acético, nesse caso, grande quantidade de radiação incidente no módulo é absorvida, comprometendo o seu rendimento;
- ✓ revestimentos anti-reflexos (AR):
utilizados para reduzir a alta refletividade do material de que é feito a célula, podem reagir quimicamente com o encapsulante do módulo. A penetração de água pode levar à oxidação dos contatos metálicos, gerando curto-circuito e pontos quentes. A dilatação térmica dos materiais, de diferentes coeficientes de dilatação, poderá levar a rupturas das interconexões em função das variações dos ciclos térmicos diurnos e noturnos. Há redução de energia absorvida pela célula e de produção de corrente elétrica;
- ✓ degradação dos materiais de laminação (perda de aderência):
a corrosão eletroquímica gerada pelo desgaste da camada condutora transparente de óxido da superfície do vidro frontal do módulo (mais frequente), permite a entrada de umidade, comprometendo o isolamento elétrico do material. Para reduzir esses efeitos, deve-se melhorar a vedação das bordas ou inserir orifícios de drenagem na estrutura do módulo.
- ✓ concentrações iônicas:
problemas causados devido ao aprisionamento de vapores e gases durante o processo de fabricação do módulo.
- ✓ Falhas elétricas:
falhas elétricas ou curto circuito que geram um arco voltaico pela degradação em função do estresse, pela corrosão leva à ruptura do vidro ou queima da parte de trás do módulo. As rupturas das interconexões, nos pontos de solda, provocam elevação da resistência série criando pontos quentes. A Figura 2.11 ilustra falhas que podem ocorrer devido às interferências no fio terra, nas conexões em série e em paralelo.

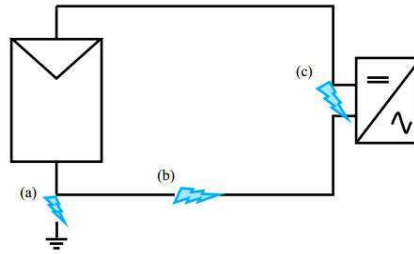


Figura 2. 11: Falhas elétricas no módulo gerando arco voltaico: (a) fio terra, (b) associação em série, (c) associação em paralelo.

Fonte: Kopp, 2012.

✓ Falhas no diodo de *bypass*:

quando há falhas em uma célula ou em uma cadeia de células, o diodo de *bypass* é ativado, para evitar perdas de potência. Porém, quando este falha e, uma célula está sombreada ou suja, a corrente de todo o módulo está limitada por esta célula com defeito, provocando perdas de potencia, gerando energia e pontos quentes (BAUWENS e DOUTRELOIGNE, 2014)

A Figura 2.12 ilustra alguns módulos já em processo de deterioração e seus efeitos.



a) Delaminação ou corrosão eletroquímica, provocando ruptura.



b) Imagem termográfica, módulo de filme fino, com corrosão eletroquímica.



c) Pontos quentes em células quebradas ou sombreadas: altos valores da resistência série.



d) Delaminação ou perda de adesão do encapsulante.



e) Descoloração da célula pela degradação do antireflectante (AR).



f) Escurecimento do módulo pela degradação do EVA.



g) Degradação causada por falhas elétricas ou curto circuito gerando um arco voltaico.



h) Deterioração e ruptura do diodo de by-pass.

Figura 2. 12: Ilustração de módulos fotovoltaicos e seus fatores de degradação.
Fonte: KOPP, 2012; IES_UPM, 2014.

A Figura 2.13 ilustra alguns fatores de degradação e seu campo de atuação no módulo fotovoltaico.

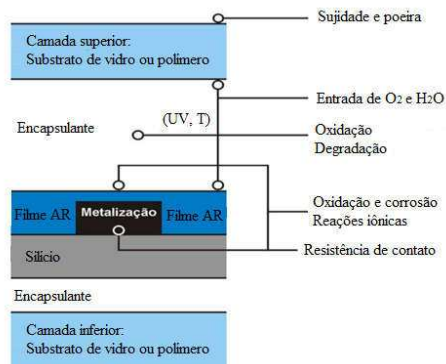


Figura 2. 13: Fatores que levam à degradação do módulo fotovoltaico.
Fonte: RODRIGUES, 2009.

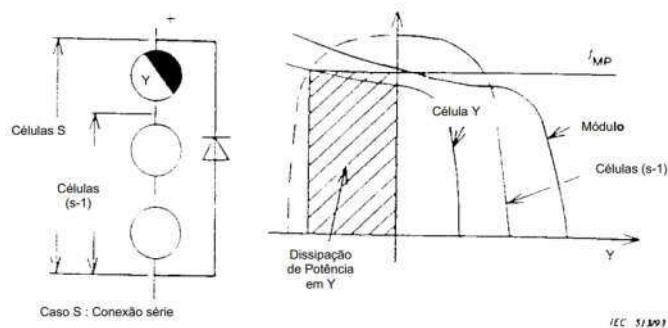
2.4.3 Inspeccionando falhas que ocorrem no módulo fotovoltaico

De acordo com Rodrigues (2009) para análise do nível de degradação do sistema e seus efeitos nos parâmetros característicos do módulo fotovoltaico, deve-se fazer:

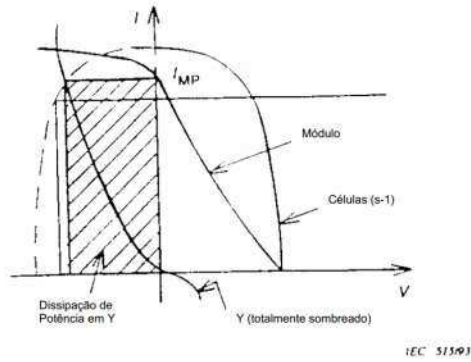
- (i) Inspeção visual para identificação de sombreamento parcial de células, para observar se há células danificadas, se há escurecimento do encapsulante e se há oxidação da malha metálica. Recomendando-se o registro da inspeção com

câmera fotográfica ou termográfica para identificação da existência de pontos quentes e registro de temperatura do local comparativamente com o restante do módulo.

- (ii) Investigação de pontos quentes, fusão da solda ou deterioração do encapsulamento, por meio de registro de imagem térmica com uso de câmera termográfica para identificar regiões onde há corrente elétrica fluindo com valores elevados (igual ao valor da corrente de curto - circuito). Nestas regiões a célula fica obscurecida, passa a absorver energia, pois está polarizada inversamente, levando à fusão da solda causando danos ao encapsulante e à malha metálica. A Figura 2.14 ilustra em (a) efeito do ponto quente em um módulo em que, P_Y , é a potência dissipada na célula Y, ($P_Y = I V_r$, onde V_r é a tensão reversa, tensão gerada pelas células restantes do módulo ($s - 1$)), em (b) as observam-se as variações das características reversas para a célula tipo A (limite de tensão) e para a célula tipo B (limite de corrente).



(a)



(b)

Figura 2. 14: (a) Máxima dissipação na célula sombreada e seu efeito no módulo, a característica reversa intercepta a imagem da característica (s-1) no ponto de máxima potência. (b) a máxima dissipação de potência na célula tipo B, totalmente sombreada.

Fonte: RAMOS, 2006.

- (iii) Medição da curva característica $I \times V$ para verificar se há células defeituosas e para determinar o comportamento elétrico do módulo (parâmetros: corrente de curto - circuito, a tensão em circuito aberto, o ponto de máxima potência e o fator de forma);
- (iv) Medição da resistência em série, para análise e verificação de danos nos contatos, que provocam redução condutiva e elevação da resistência elétrica que deterioram o encapsulante e a proteção posterior.
- (v) Cuidados para com o diodo de *bypass*, pois caso ocorra sombreamento em uma célula, a potência total será reduzida e a célula passará a se comportar como uma carga, incidindo sobre ela toda a potência, gerando aumento de temperatura e a formação dos pontos quentes; e com o diodo de bloqueio, localizado na caixa de conexão de entrada do módulo que tem a função de evitar corrente reversa através do módulo. A Figura 2.15;

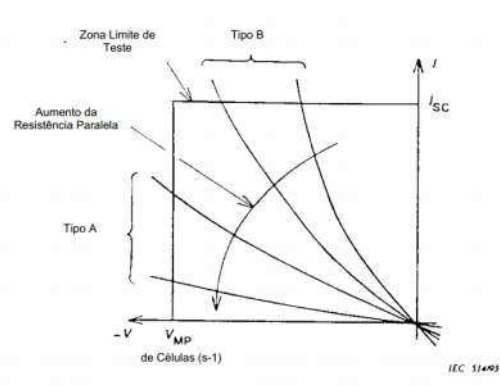


Figura 2. 15: Variações das características reversas para célula tipo A (limite de tensão) e célula tipo B (limite de corrente).

Fonte: RAMOS, 2006.

A Figura 2.16 ilustra o processo de degradação acelerada (ciclos de calor e umidade atingindo 85 °C e 85% de umidade relativa) analisado por meio de imagens de eletroluminescência, identificando células afetadas (escuras), que provocaram a redução do fator de forma e da corrente de curto circuito, na potência de saída do módulo (PREISS et al., 2011).

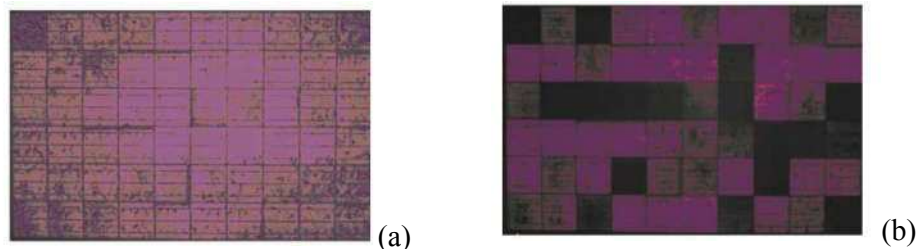


Figura 2. 16: (a) Módulo estado inicial; (b) Módulo após processo de degradação acelerada (ciclos de calor e umidade).

Fonte: PREISS et al., 2011.

2.4.4 Parâmetros elétricos, modelo matemático e efeitos causados pelos mecanismos de degradação no módulo fotovoltaico

A curva que relaciona a tensão e a corrente gerada por um módulo fotovoltaico recebe a denominação de curva característica I - V, estando associada necessariamente às condições de intensidade de radiação solar e de temperatura em que foi obtida.

Os parâmetros elétricos fundamentais da célula solar são definidos como:

- Corrente de curto circuito (I_{cc});
- Tensão de circuito aberto (V_{ca});

- Potência máxima ($P_{\text{máx}}$); e
- Fator de forma (F_F).

A Figura 2.17 representa o modelo de circuito elétrico utilizado para descrever e analisar uma célula solar, tendo como base seu circuito equivalente (modelo de um diodo). Ele possui duas resistências, uma em série e outra em paralelo, a primeira, em função da resistência do próprio condutor dopado e da grade de metalização, bem como dos contatos exigidos para que a corrente da célula possa circular por um circuito externo. A segunda devido às fugas nas superfícies das bordas da célula e a micro defeitos do cristal que causam curto-circuito (CABRAL, 2006).

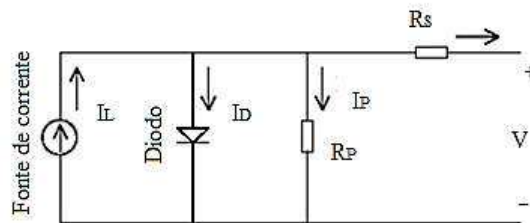


Figura 2. 17: Circuito equivalente de uma célula solar.
Fonte: CABRAL, 2006.

em que:

- I_L = Corrente fotogerada, A;
- R_s = Resistência série, Ω ;
- R_p = Resistência em paralelo com o diodo, Ω ;
- V = Tensão de saída, V; e
- I = Corrente de saída, A.

Os diodos de proteção, diodos de bloqueio e diodo de passo (*bypass*), modelam alguns dos mecanismos de perda. Podem ser inseridos nos sistemas fotovoltaicos para melhorar o ganho de energia do arranjo e, para evitar que os geradores sejam danificados durante o período em que ocorrem sombreamentos parciais no sistema ou para quando os geradores que o compuserem tiverem características elétricas diferentes.

O diodo de bloqueio, diferentemente do *bypass*, previne também contra fugas de correntes da bateria para o gerador fotovoltaico em sistemas que armazene energia por meio de baterias no período noturno, ou para períodos em que a incidência de energia solar é baixa (CABRAL, 2006), Figura 2.18.

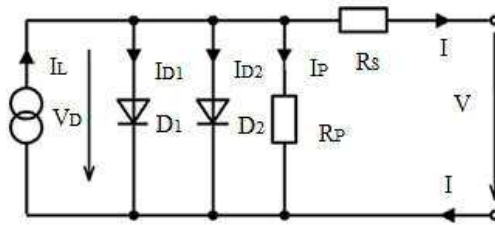


Figura 2. 18: Modelo de célula fotovoltaica com dois diodos.
 Fonte: QUASCHNING, 2005.

em que

- D_1 = Diodo 1, usualmente diodo ideal com $n = 1$, n fator de idealidade;
- D_2 = Diodo 2, usualmente $n = 2$.

Então de acordo com o circuito, Figura 2.18, obtém-se a corrente gerada na célula por meio da Equação (2.1):

$$I = I_L - I_D - I_P \tag{2.1}$$

Em que:

- I_{D0} = Corrente de saturação no diodo, A;
- I_{pP} = Corrente no resistor (paralelo), A.

E por meio da Equação (2.2) obtém-se a corrente no resistor paralelo.

$$I_p = \frac{V}{R_p} = \frac{V + R_s I}{R_p} \tag{2.2}$$

O modelo de dois diodos é descrito matematicamente pela Equação (2.3), para a determinação da corrente fotogerada (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

$$I = I_L - I_{01} \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{2V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \tag{2.3}$$

Em que:

- I_L : Corrente fotogerada, A;
 I_{01} : Corrente inversa de saturação associada às zonas neutras da união p-n, A;
 I_{02} : Corrente inversa de saturação associada à zona de carga espacial, A;
 R_S : Resistência série (contatos, semicondutores, etc), Ohm;
 R_P : Resistência paralelo (fugas de corrente na superfície), Ohm;
 V_t : Potencial termodinâmico ($V_t = KT/q$, em que K é a constante de Boltzman, T é a temperatura e q, o valor da carga elétrica), V.

Para a temperatura igual a 25 °C tem-se $\frac{K \times T}{q} \approx 0,023$ volt.

A Equação (2.3), simplificada para valores de tensão, quando em operação na faixa do ponto de máxima potência e substituindo modelos de dois diodos, pelo de um diodo, é representada pela Equação (2.4), em que m, fator de idealidade, assume valores entre um e dois, atingindo um quando operando em baixas tensões e dois, se em elevadas tensões. O mesmo deve ser observado para $I_0 \rightarrow I_{02}$ (baixas tensões) e $I_0 \rightarrow I_{01}$ (elevadas tensões).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_S I}{m V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (2.4)$$

As células que constituem o módulo podem ser conectadas em série e/ou em paralelo e determinarão o valor da corrente gerada. Caso tenham um comportamento uniforme, será equivalente à corrente de cada célula multiplicada pelo seu número no dispositivo em paralelo ($I_{mod} = I_c N_p$). O valor da tensão do módulo será o da voltagem de cada célula multiplicado pelo número das células em série ($V_{mod} = N_s V_c$). O modelo está ilustrado na Figura 2.19.

O caso em que se tem uma associação série-paralela pode-se reescrever, como resultado da equação característica $I_{mod} - V_{mod}$ e o valor da $R_{s, mod} = N_s R_s$, a Equação (2.5) a partir da Equação (2.4).

$$I = N_p \left[I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{\frac{N_s}{N_p} m V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \right] \quad (2.5)$$

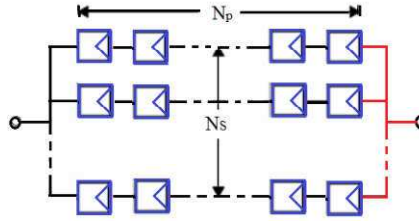


Figura 2. 19: Células conectadas série-paralelo em módulo.

A simplificação da Equação (2.4) e (2.5) conduz à Equação (2.6).

$$I_{\text{mod}} = I_{\text{cc,mod}} \left[1 - \exp \left(\frac{V_{\text{mod}} - V_{\text{ca,mod}} + I_{\text{mod}} R_{\text{S,mod}}}{N_s V_t} \right) \right] \quad (2.6)$$

Generaliza-se o modelo levando em conta as perdas nas resistências e de recombinação, bem como os efeitos da temperatura e da radiação espacial (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

Na célula solar, quando os portadores de carga se movem do semicondutor para os contatos elétricos há queda de tensão, descrita pela resistência série, R_s , que tem amplitude de poucos $m\Omega$, e o modelo fica completo com uma resistência em paralelo, R_p . Ambas são responsáveis pelo abatimento da curva característica da célula solar, entretanto, com a resistência em série é possível calcular as curvas características de corrente e de tensão das células solares, para diferentes irradiações e temperaturas (COMISSÃO EUROPEIA, 2004).

A Tabela 2.4 contém expressões que representam a relação entre os componentes da resistência série da célula solar, em que R_{SP} é a resistência da camada do emissor (ohm m^{-2}), ρ_{cf} e ρ_{cr} são resistências do contato frontal e traseiro (ohm cm^{-2}), ρ_b é a resistência da base e ρ_m a resistência da metalização frontal, a resistência da base coletora está em unidades de comprimento (MacEvoy et al., 2012). A Figura 2.20 ilustra-as, na célula.

Tabela 2. 4: Componentes da resistência série na célula solar e expressões matemáticas

Resistência	Relações
R_e : do emissor	$R_e = \frac{R_{SP} d_f}{7 I_f}$
R_b : da base	$R_b = A W_b \rho_b$
R_{fc} : do contato frontal	$R_{fc} = \frac{\sqrt{R_{SP} \rho d}}{I_f} \operatorname{cogh} \left(W_f \sqrt{\frac{R_{SP}}{\rho_{cf}}} \right)$
R_{bc} : do contato traseiro	$R_{bc} = A \rho_{cr}$
R_f : do contato dos dedos	$R_f = \frac{I_f \rho_m}{3 t_f W_f}$
R_{bb} : da barra coletora.	$R_{bb} = \frac{\rho_m}{3 t_f W_{bb}}$

Fonte: MacEvoy et al., 2012.

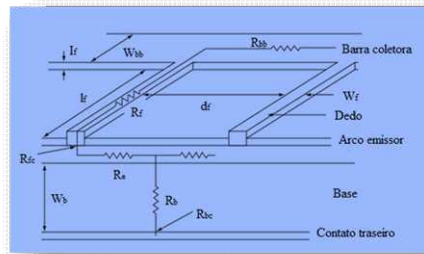


Figura 2. 20: Resistência série e seus componentes da célula solar: R_e : do emissor; R_b : da base; R_{fc} : do contato frontal; R_{bc} : do contato traseiro; R_f : do contato dos dedos ou bas bar da grade metálica; R_{bb} : da barra coletora.

Fonte: MacEvoy et al., 2012.

A temperatura depende da corrente de saturação, I_D , do diodo e da corrente fotogerada, I_L .

A Equação (2.7) permite a determinação da corrente de saturação do diodo (QUASCHNING, 2005).

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\exp\left(\frac{V_{ca}}{V_{ref}}\right) - 1} = I_{cc} \exp\left(-\frac{V_{ca}}{V_{ref}}\right) \quad (2.7)$$

em que:

- I_{cc} - Corrente de curto circuito, A;
- V_{ca} - Tensão de circuito aberto, V; e
- V_{ref} - Tensão de referência, V.

A tensão através desses elementos determina a corrente entre eles e é definida pela Equação (2.8).

$$V_J = V + IR_S \quad (2.8)$$

em que:

V_J - Tensão entre os diodos e o resistor R_p , V .

Quando a luz incide sobre uma célula solar e esta se encontra desligada da carga, então uma tensão de 0,6 V, aproximadamente, é gerada e pode ser mensurada como a tensão de circuito aberto a partir dos contatos da célula. Com o acréscimo de tensão no terminal, V , há diminuição da *barreira de potencial*, provocando o aumento da corrente, pois com mais energia os portadores conseguem, então, ultrapassá-la.

A corrente de saturação do diodo depende do material e diminui fortemente com o aumento da energia de lacuna, E_g (*banda de valência*), isto é, com a quantidade de energia necessária para que o elétron passe para a banda de condução.

Quando a corrente $I = 0$, isto é, quando a célula está em circuito aberto, a tensão é definida como tensão de circuito aberto, o valor para a resistência paralela torna-se elevado e o final da Equação (2.4) tende a zero. Assim, pode-se calcular, por meio da Equação (2.9), a tensão de circuito aberto (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

$$V_{ca} \approx \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (2.9)$$

Pode-se observar, pela Equação (9), que para valores constantes de temperatura, T , escalas de tensão de circuito aberto variam logaritmicamente com a corrente de curto circuito e esta linearmente com a irradiação. Tal fato mostra dependência logarítmica da tensão de circuito aberto com a irradiação, o que indica que a tensão de circuito aberto é independente da área da célula, ou seja, sob uma mesma iluminação e temperatura, será constante o seu valor. Para valores maiores de I_0 ocorrerá redução para V_{ca} , assim, quando a célula está curto-circuitada, $V = 0$, a corrente I que flui através dos circuitos é chamada de corrente de curto-circuito. Nesse caso, pode-se ter $I_{CC} \approx I_L$, para valores mais baixos de R_s e I_0 e valores altos de R_p (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

A densidade de corrente J_0 depende das características da célula solar, e esta depende de inúmeros parâmetros físicos como coeficiente de difusão dos elétrons nos semicondutores, do tempo de vida das cargas minoritárias, da densidade de cargas intrínsecas e outros.

Os efeitos da resistência série na característica típica da célula solar, para $R_p \rightarrow \infty$, segundo Luque e Hegedus (2003), mostram que a resistência em paralelo, R_p , não tem efeito na corrente de curto-circuito, todavia provoca reduções na tensão de circuito aberto. A resistência em série (incluindo contatos de metal) não tem efeito sobre a tensão de circuito aberto, mas provoca reduções na corrente de curto-circuito. O resultado é que a parcela controlada da curva característica I-V começa a tender em direção à origem, diminuindo significativamente a tensão terminal, V , e ligeiramente o valor de I_{cc} .

Perdas causadas pela resistência em série estão em primeira aproximação, dada por $P_{perda} = V_{Rs} I = I^2 R_s$, e aumentam de forma quadrática. Assim, células com resistência em série de alta resistência vão assumir características de funcionamento semelhantes às de um resistor.

O modelo para a célula solar pode ser descrito, então, como uma superposição de respostas do dispositivo a duas excitações: tensão e luz. (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

A temperatura de operação da célula solar pode ser obtida pelo balanço de energia. A incidência de energia solar sobre as células, absorvida por elas, pode ser parcialmente convertida em energia térmica e parcialmente convertida em energia elétrica. A energia térmica é dissipada pela combinação de mecanismos de transferência de calor, a energia elétrica é retirada da célula por meio do circuito externo e o balanço de energia por unidade de área no módulo.

2.4.5 "Bath tube" do tempo de vida de um módulo fotovoltaico

Segundo Pregelj et al., o tempo de retorno ou período de pay back do preço da energia gerada por fontes de energia renovável é estabelecido a partir do ciclo de vida do sistema.

King et al. (2000) afirmam que o desempenho do módulo fotovoltaico e sua durabilidade após a exposição a campos por longos períodos de tempo deve ser determinado por meio de testes, com o objetivo de otimizar o seu ciclo de vida.

O investimento no sistema fotovoltaico requer cuidados; apesar de se ter garantias quanto a sua durabilidade por um longo período (pela certificação, por meio de norma internacional), o tempo de retorno é um aspecto crucial na decisão do consumidor. O fator degradação influencia a sua durabilidade, já que é instalado ao ar livre e é submetido às intempéries. A degradação leva a uma redução de sua potência, tornando-os menos produtivos. Pesquisas sobre as possíveis falhas no módulo e a análise de seus efeitos podem precisar por quanto tempo poderá operar e qual a taxa de potência poderá ser reduzida ao ano (MILLER et al., 2009).

Devida à variabilidade de fabricantes e de seus respectivos produtos, torna-se difícil uma análise padronizada dos processos de degradação, gerando multiplicidade de metodologias para avaliação, e dificuldades para comparação da confiança relativa entre os diferentes produtos.

Na avaliação dos riscos, quanto à durabilidade ou ciclo de vida do sistema, é preciso avaliar a qualidade de fabricação e a sua “mortalidade infantil no campo”.

Segundo o Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) (2013), é necessário prever os riscos para as falhas nos módulos com antecedência da sua vida útil para análise do custo benefício da tecnologia. Assim, fazem a sua classificação de confiabilidade numa escala de 0 a 5, em relação à probabilidade de operação com a potência nominal dos módulos. Elaboraram o teste PVDI (PV Module Durability Initiative), que submete os módulos a testes de esforço acelerado a um nível de desgaste em condições ambientais para além dos testes estabelecidos pela IEC para desempenho e segurança.

Os testes elaborados pela ISE (2013) são testes de estresse acelerado, expondo os módulos a altas temperaturas e à radiação ultravioleta, a ventos de baixa temperatura para criar ambientes de clima quente e seco, a tensões mais específicas, como ciclos de temperatura, umidade, congelamento e exposição ao calor úmido, ampliados, para uma aproximação do estresse real. A metodologia leva a resultados quantitativos permitindo fazer um *ranking* dos módulos quanto à durabilidade do sistema.

A Figura 2.21 ilustra a curva *bathtub*, obtida a partir da superposição de três possibilidades de falhas ou reprovações do sistema, que indicam as probabilidades do: período de “mortalidade infantil” – $\beta < 1$; período de vida útil – $\beta = 1$ (ocorrem falhas no sistema independentemente do tempo, falhas aleatórias); e “período de desgaste” – $\beta > 1$ (falhas mais frequentes, fim da vida útil (PREGELJ et al., 2013)).

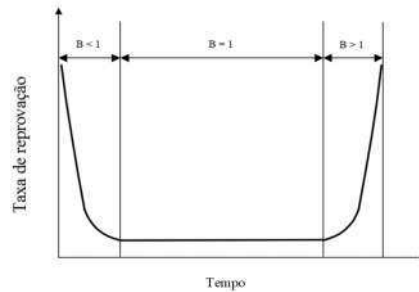


Figura 2. 21: Curva *bathtub* do tempo de vida de um módulo fotovoltaico.
 Fonte: PREGELJ et al., 2013.

A durabilidade do sistema está na confiabilidade em relação ao ciclo de vida de seus componentes. A curva *bathtub* informa, ao longo da vida operacional do módulo, quando e porque as falhas ocorrem. Indicam as três fases de comportamento para o sistema durante a sua passagem no tempo. O estágio inicial ($\beta < 1$) é o período em que as falhas iniciais são geralmente altas, sendo reduzidas ao longo do tempo. Na fase 2 ($\beta = 1$), define-se como período de vida normal, fase em que as a taxa de defeitos ou falhas permanecem constantes. O estágio final, “período de desgaste” ($\beta > 1$), geralmente ocorre a partir dos 25 anos de operacionalização do módulo, desde que tenha sido utilizado de maneira ideal (PREGELJ et al, 2013).

As estatísticas de Weibull, aplicadas na engenharia de confiabilidade, são usadas para prever a taxa de falhas ao longo do tempo a partir de dados reais de campo, por meio de realização de uma regressão linear simples. Kumara e Sarkara (2013) estimaram para dois produtos diferentes, parâmetros que permitiram fazer a inferência sobre a confiabilidade desses dois projetos, levando em conta os fatores de degradação. Avaliaram o conjunto de ferramentas para analisar o design e o processo de fabricação dos módulos desde o início de sua concepção até o final, na obsolescência do produto. O Quadro 2.5 contém os resultados dessa análise.

Os autores, Kumara e Sarkara (2013), enfatizam que, na prática, esses resultados tendem a ser diferentes, já que os fatores ambientais e sua influência nas falhas em interconexões, nos pontos de solda, no encapsulante, por meio da corrosão da metalização, por meio de rachaduras ou ruptura de células, de pontos quentes ou ruptura de vidros, não foram contabilizados nesse trabalho.

Quadro 2. 5: Confiabilidade dos módulos fotovoltaicos determinada por meio dos parâmetros de Weibull

Tempo em anos	Confiabilidade em %	
	Tipo 1	Tipo 2
15,0	99,98	99,78
20,0	99,21	96,30
22,0	96,92	90,70
23,0	94,25	85,89
23,5	92,25	82,81
24,0	89,65	79,24
25,0	82,14	70,49

Fonte: Kumara e Sarkara (2013)

A curva *bathtub* é então, uma ferramenta auxiliar nessa análise, já que faz uma previsão das taxas de falhas ao longo do tempo, estimando a taxa de desgaste cumulativo provável para a garantia a ser oferecida dos módulos pelos fabricantes.

2.5 Sistemas híbridos: fotovoltaico/diesel

Os sistemas híbridos são constituídos por mais de uma fonte de energia. As fontes de energia são utilizadas em conjunto: eólica/solar, eólica/diesel/solar, solar/hidroelétrico-eólica, solar/diesel, são fontes que se complementam, têm características e particularidades que corretamente combinadas, levam eficiência e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. A Figura 2.22 ilustra estes componentes.



Figura 2. 22: Componentes de sistema híbrido.

Pesquisas com o sistema híbrido começaram no início dos anos setenta em institutos de pesquisa. O primeiro sistema híbrido fotovoltaico/diesel foi implantado em Papago Indian Reservation, nos Estados Unidos, em 1978. No Brasil e na Espanha, somente no ano de 1986, a ilha de Fernando de Noronha e Bujaraloz receberam o

sistema eólico/diesel, respectivamente. Porém, somente em 1990 foi estabelecido o mercado para cada um dos seus componentes e ou equipamentos (BARRETO e PINHO, 2008).

O sistema eólico/fotovoltaico/diesel foi instalado em Argestes no ano de 1992, na Espanha e o sistema fotovoltaico/diesel só foi instalado no Brasil no ano de 1996, em Vila Campinas (BARRETO e PINHO, 2008).

A distribuição de energia no meio rural prioriza a sua produtividade principal, que pode ser para operar máquinas agrícolas, para processar alimentos, para subsistência, para irrigação, para a pecuária, para refrigeração e aquecimento ou para bombeamento de água. O fato é que a tecnologia e as políticas de inserção e valorização do homem no campo precisam oferecer suporte para que suas atividades sejam economicamente viáveis e atrativas, tais perspectivas têm sido estimuladas com o uso de sistemas híbridos (BUNDSCHUH e CHEN, 2014, RAMLIA et al., 2015).

Solano-Peralta et al. (2009), estimaram que geradores diesel são instalados em regiões isoladas no mundo para suprir a demanda, em poucas horas do dia, de cerca de 10.000 MW. Sugerem que a inserção do sistema fotovoltaico como complemento e os mecanismos de incentivo trazem economia de combustível e confiabilidade. Avaliam que as emissões de CO₂ não são tão significativas quando comparadas com a sujeira que geram os geradores a diesel, com os danos causados à saúde dos operadores e com o transporte do diesel. Estes sim têm efeitos mais prejudiciais ao meio ambiente.

O consumo de combustível, litros por hora, pelo gerador diesel permite gerar uma quantidade baixa de kWh, variando o seu custo em cerca de 200 a 1000 \$ kW⁻¹, ou seja, é preciso avaliar a eficiência pelo kWh gerado em relação ao consumo de combustível durante o ano, em relação ao custo de capital, ao custo de manutenção e quanto ao seu ciclo de vida (SOLANO-PERALTA et al., 2009).

Em estudos desenvolvidos por Zhang et al. (2013), pôde-se constatar os custos para implementação do sistema híbrido, fotovoltaico (PV)/diesel. A Figura 2.23 ilustra esta relação, o custo de energia (COE) para potências de 2,8 kW e 1,1 kW e demais componentes. Observando os valores elevados de manutenção para o gerador diesel nos dois casos, averiguou-se que a complementaridade pode ser interessante economicamente.

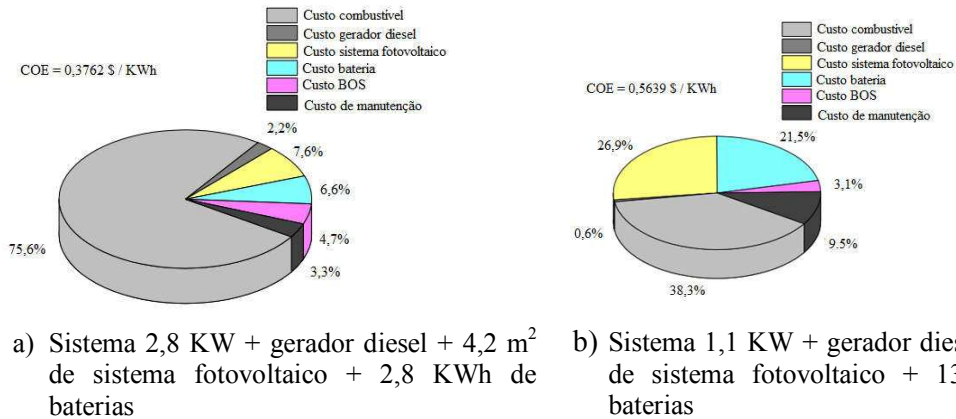


Figura 2. 23: Sistema híbrido: custo de capital de seus componentes.

Fonte. ZHANG et al., 2013

Há benefícios e riscos para o sistema híbrido. Apesar dos benefícios sociais, da disponibilidade de pagamento pelo sistema e da capacidade de construção não serem frequentemente identificados na literatura, podem-se destacar os seguintes aspectos, de acordo com Hazelton et al. (2013):

- ✓ O fornecimento do serviço elétrico tem sido propiciado pelos avanços técnicos e operacionais, que permitem a interconexão entre os equipamentos: o banco de baterias para armazenamento e consumo de energia pela noite e o arranjo fotovoltaico, em conjunto, trabalhando de maneira eficiente;
- ✓ A redução de custos com o combustível e manutenção do gerador diesel, após a inserção do arranjo fotovoltaico e, da dependência de uma cadeia de abastecimento de diesel com sua variabilidade de preços é um aspecto positivo;
- ✓ Os custos com a extensão da rede para regiões isoladas são maiores do que o custo da eletricidade produzida por mini redes (sistemas híbridos PV/diesel/baterias). E os sistemas híbridos são mais interessantes comparativamente quando o fornecimento de energia é feito somente pelo gerador diesel;
- ✓ O compromisso dos consumidores em efetuar o pagamento pelo sistema em função da satisfação com o seu bom desempenho e confiabilidade no fornecimento de cargas é significativamente maior, garantido sua manutenção e funcionamento;

- ✓ Há desenvolvimento social da região, com a criação de modelos de propriedade comunitária, gerando trabalho, pois os usuários finais são também responsáveis pela operação do sistema;
- ✓ A redução da emissão de dióxido de carbono (CO₂) com o uso do sistema híbrido PV/diesel em relação à geração de eletricidade somente com o gerador diesel, é maior, reduzindo os impactos ambientais (RAMLI, 2015);
- ✓ A tecnologia é viável técnica e economicamente para pequenas e médias escalas, como por exemplo para operações turísticas e hotéis conectados à rede, além da forma de geração ser descentralizada (RAMLI, 2015);
- ✓ Há riscos, como: adotar modelos inadequados de negócio; inexistência de liderança local que mantenha o espírito de cooperação entre os usuários; mudanças nos preços do combustível elevando os custos de manutenção do sistema; preços inadequados adotados para o pagamento da energia produzida; falta de segurança dos operadores do sistema e dos usuários finais;
- ✓ O dimensionamento do sistema pode ser superestimado ou subestimado em função de análise incorreta dos níveis de energia solar incidente na região; erros de instalação e de operação do sistema; incertezas que a temporalidade do sistema traz levando-o a ser considerado um paliativo para o fornecimento de energia fora da rede;
- ✓ Os sistemas com armazenamento de baterias trazem uma preocupação com relação ao descarte ou reciclagem das baterias que têm um ciclo de vida menor em relação aos outros equipamentos do sistema (BARRETO e PINHO, 2008);
- ✓ O grupo gerador somente é acionado quando o estado de cargas da bateria atinge um estado crítico, o que pode ocorrer em uma sequência de dias nublados, operando até que o nível do banco de baterias atinja o ideal para o sistema, podendo reduzir o custo com combustível.

Atualmente a tecnologia para a eletrônica de potência e controle de operação (microfontes, proteção coordenada, gerenciamento de energia) garante confiabilidade, qualidade, menor custo do sistema, redução de novos investimentos em geração e transmissão de energia e de serviços que complementem o suporte de tensão e resposta da demanda. Permitindo a integração eficiente da geração distribuída e da capacidade de armazenar energia elétrica. Tem-se então um cenário favorável possibilitando

economicamente e tecnicamente a mini geração distribuída (CHOWDHURY et al. 2012; IEA, 2011; BARRETO e PINHO, 2008).

Há no Brasil incentivos para a implantação de sistema híbridos, promovidos por instituições públicas e privadas, sistemas em grande parte instalados na Amazônia. Na sequência estão listadas para conhecimento alguns grupos:

- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;
- CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás;
- GEDAE: Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas;
- UFPA: Universidade Federal do Pará;
- CBEE: Centro Brasileiro de Energia Eólica;
- UFPE: Universidade Federal de Pernambuco;
- LABSOLAR: Laboratório de Energia Solar;
- UFSC: Universidade Federal de Santa Catarina;
- PETROBRÁS: Petróleo Brasileiro S.A.;
- DOE: U.S. Department of Energy;
- NREL: National Renewable Energy Laboratory

Barreto e Pinho (2008) classificam os sistemas híbridos de acordo com a capacidade nominal instalada, como ilustrado na Figura 2.24:

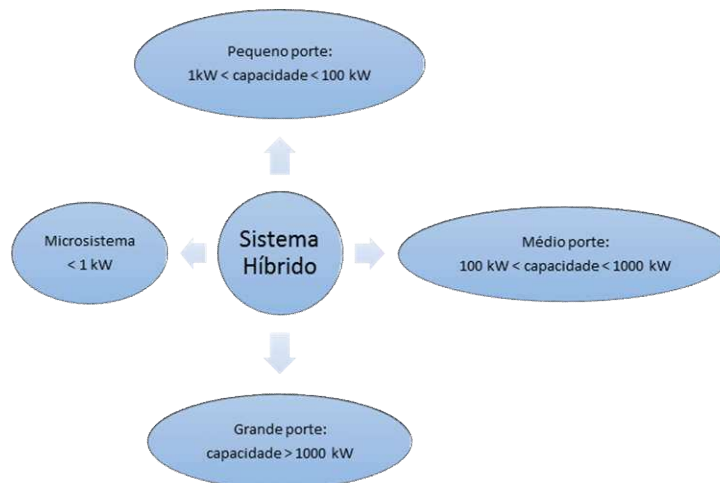


Figura 2. 24: Classificação de sistema híbrido de acordo com a capacidade instalada.

O gerenciamento inteligente e automático dos componentes do sistema híbrido tem como objetivo obter o menor consumo de combustíveis fósseis, maior redução de

emissões de CO₂, o menor custo da energia, a maior eficiência dos seus equipamentos assim como o menor período de pay back para o investimento realizado.

O monitoramento do sistema híbrido é feito para prevenir sobre problemas no seu funcionamento, deve ser realizado em etapas combinadas que levem à coordenação do funcionamento eficiente, deve medir: os valores em corrente contínua ou alterna, isto é, valores de tensão, corrente e frequência de operação. Medir, a temperatura ambiente, nos módulos e nas baterias, a velocidade e a direção de vento, a densidade do ar, a irradiância, o consumo de óleo diesel. Medir a regulação do período de carga e descarga do banco de baterias para avaliar o seu ciclo de vida útil, buscando-se a maximização do rendimento, a economia e a eficiência energética (BARRETO e PINHO, 2008).

De acordo com Salas e Labarquilla (2014) é preciso estar atento aos riscos técnicos no dimensionamento da hibridação (associação) fotovoltaica/diesel, ou seja:

- Considerar a energia de reserva ou *potencia de respaldo* aumentando a penetração de sistema fotovoltaico para incrementar o autoconsumo de energia fotovoltaica e a economia de diesel,
- Fazer a proteção contra a corrente inversa, com um relé de corrente inversa para desconectar o inversor fotovoltaico para que o grupo gerador não seja danificado; considerar um fator de potência para o gerador síncrono maior ou igual a 0,7, para que a quantidade de energia reativa do sistema seja compensada pelo inversor, que geram somente energia ativa;
- Fazer o controle e o definir o tipo de controle do sistema recomendáveis para quando a potência nominal do sistema fotovoltaico representar no sistema híbrido percentuais de: 10% < sistema fotovoltaico < 30% (controle remoto); 50% < sistema fotovoltaico < 100% (controle remoto e de gestão de cargas, com sistema de reserva de energia positiva e negativa);
- Introduzir a gestão dinâmica de potência por fases, para que o consumo em microrredes (cargas monofásicas) esteja em equilíbrio;
- Determinar que o tempo de resposta para o controle dinâmico deva ser rápido, não ultrapassando 1 segundo, para se possa avaliar e prevenir as perdas de carga que ocorrem quando se trabalha com 100% de sistema fotovoltaico.

Em trabalho desenvolvido por Chowdhury et al. (2015), análise de miniredes para regiões isoladas fez-se o uso de hibridação com acoplamento em cc + ca. O

acoplamento cc (em que o *bus* de cc é o mesmo para todos os elementos), com exceção para o consumo de ca, em que o gerador não tem contato com o consumo, mas em está em contato direto com o controlador de cargas e o inversor. Por outro lado, associado com o acoplamento em ca, tem-se um gerador conectado a um inversor bidirecional (inversor/carregador), por meio de um *bus* de ca, que atua como fonte de tensão e com um inversor de conexão à rede para operar como fonte de corrente. Os inversores bidirecionais fornecem energia para as cargas durante a noite e a partir da bateria, carregando as baterias também pela rede de alimentação. O gerador é utilizado para alimentação de reserva e as baterias para armazenamento de energia.

Salas e Labarquilla (2014) afirmam que esta associação mista, cc + ca permite maior eficiência, pois, leva ao melhor aproveitamento de cada um dos acoplamentos, de acordo com as necessidades de demanda do dia ou da noite, o acoplamento cc tem melhor desempenho para o carregamento da bateria, cuja energia deve ser aproveitada pela noite. Já o acoplamento ca atende melhor ao período de carga diária, Figura 2.25.

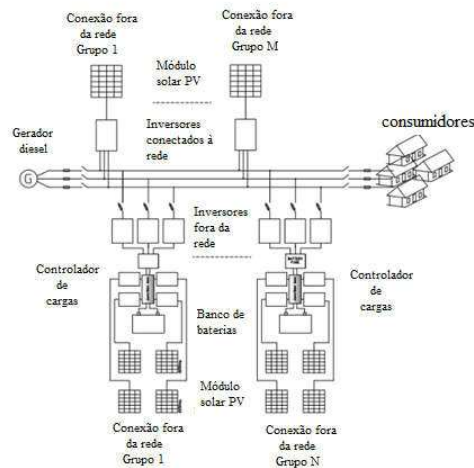


Figura 2. 25: Sistema híbrido, fotovoltaico/diesel (miniredes).

Fonte: CHOWDHURY et al. (2015).

A hibridização de geração de energia pode levar economia em vários setores agrícolas. Com os avanços tecnológicos para o setor vislumbra-se um cenário em que a demanda de energia é suprida, há seguridade e eficiência, além de acessibilidade para regiões mais afastadas, levando-as ao desenvolvimento social, de atividades como ecoturismo, tornando-as autosustentáveis.

Destacam-se razões para a hibridação fotovoltaica, de acordo com Salas e Labarquilla (2014) observando a relação de custo e benefício da geração de energia elétrica nos últimos anos, são elas: o aumento no custo do óleo diesel e do kWh da energia, o nível de acesso à eletricidade considerando a qualidade das redes de distribuição, o nível de irradiação global considerado ideal para a implantação do sistema na localidade avaliada.

2.6 Conclusão

O estudo do estado da arte de sistemas híbridos, fotovoltaicos/diesel, com concentradores da radiação solar permitiu avaliar a possibilidade de inserção de tais sistemas em comunidades isoladas ou rurais e ou em estações de ecoturismo. Acredita-se que a baixa concentração de energia possa ser uma alternativa para a redução dos custos iniciais com os sistemas fotovoltaicos além de possibilitar o acesso à energia elétrica para estas comunidades espalhadas pelo mundo. As pesquisas desenvolvidas conferem ao sistema confiabilidade e garantizam a estas comunidades os benefícios da eletricidade. Os processos de degradação do sistema fotovoltaico analisados, por meio de seus elementos de degradação, de acordo com as normas internacionais, permitem avaliar as falhas em seus componentes elétricos, que podem levar à redução de seu ciclo de vida. O estudo de suas características elétricas permite diagnosticar a qualidade e a integridade dos módulos, o seu desempenho e sua durabilidade.

2.7 Referências Bibliográfica

- BARRETO, E. J. F.; PINHO, J. T. Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia. Ministério de Minas e Energia, Brasília, **2008**, 1ª edição, 397 p.
- BAUWENS, P.; DOUTRELOIGNE, J. Reducir la pérdida de capacidad de sombreado parcial con un inteligente bypass integrado. *Solar Energy*, **2014**, v. 103, p. 134-142. doi: 10.1016/j.solener.2014.01.040.
- BLANQUET, D; BOULANGER, P; MONTGAREUIL, A. G.; JOURDE, P.; MATTERA, F. Advances needed in standardization of PV components and systems. 3rd World Conference Photovoltaic Energy Conversion, **2003**; p. 1877-1881.
- BOLTON, J. R. Solar Cells - a technology assessment. *Solar Energy*, **1983**, v. 31, nº. 5, p. 483 – 502. doi:10.1016/0038-092X(83)90052-X.
- BÜHLER, A. J.; KREZINGER, A. Análise da translação de curvas características de módulos fotovoltaicos segundo as normas técnicas. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, **2008**, v. 12, Argentina.
- CABRAL, C. V. T. Análise de dimensionamento estocástico e determinístico de sistemas fotovoltaicos isolados. **2006**. 198 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG.
- CASTAÑER, L.; SILVESTRE, S. Modelling photovoltaics systems – Using PSpice. Barcelona, Spain: Universidad Politecnica de Cataluña, John Wiley & Sons, **2002**. 377 p.
- CHOWDHURY, S. A.; AZIZ, S.; GROH, S.; KIRCHHOFF, H.; LEAL FILHO, W. Off-grid rural area electrification through solar-diesel hybrid minigrids in Bangladesh: resource-efficient design principles in practice. *Journal of Cleaner Production*, **2015**, v. 95, p.194-202. doi:10.1016/j.jclepro.2015.02.062.
- CHOWDHURY; S.P; BASAK, P.; HALDER NEE DEY, S. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renovável e sustentável de energia Comentários*, **2012**, v.16, 8, p. 5545-5556. doi:10.1016/j.rser.2012.05.043.
- COMISSÃO EUROPEIA. A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology, 2ª edição, **2011**, European Photovoltaic Technology Platform. Disponível em: <http://www.eupvplatform.org/publications/strategic-research-agenda-implementation-plan.html>. Acessado em: 20/04/2015.
- COMISSÃO EUROPEIA. Energia fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projeto e instalação. [S.l.], **2004**. 368 p.
- DÍAZ-DORADO, E., CIDRÁS, J., CARRILLO, C. Discrete I–V model for partially shaded PV-arrays. *Solar Energy*, **2014**, v. 103, p. 96-107. doi:10.1016/j.solener.2014.01.037.

- GHENSEV, A. Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas. **2006**, 154 p. (Monografia), Universidade Federal de Lavras, Lavras, Minas Gerais.
- HAZELTON, J.; BRUCE, A.; MacGILL, I. A review of the potential benefits and risks of photovoltaic hybrid mini-grid systems. *Renewable Energy*, **2013**, v.67, p. 222-229. doi:10.1016/j.renene.2013.11.026.
- HUBARD, H. M. Photovoltaics today and tomorrow. *Science*, **1989**, v. 244, p. 297-304.
- HZB – Helmholtz Zentrum Berlin. Disponível em: www.helmholtz-berlin.de/forschung/programm/ee/index_en.html. Acesso: 23/04/2015.
- IEA_ Internacional Energy Agency. Communication between components in mini-grids. Recommendations for communication system needs for PV hybrid mini-grid systems. Report IEA-PVPS T11-04:2011.
- IEC – 61215. International Standard, Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules (PV) – Design Qualification and Type Approval. International Electrotechnical Commission, 2nd ed, **2005-04**. 93p.
- INMETRO _Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. Disponível em: http://www.inmetro.gov.br/consumidor/produtosPBE/Modulo_Fotovoltaico.asp. Acesso: 04/05/2015.
- ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Disponível em: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/search?SearchableText=pvdi>. Acesso em: 21/06/2013.
- JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates — an analytical review. NREL - National Laboratory of the U.S. Department of Energy. Office of Energy, **2012**.
- KAZMERSKI, L. L. Solar photovoltaics r&d at the tipping: a 2005 technology point: *Journal of Electron Spectroscopy and Related Phenomena*, **2006**, v. 150, p. 105-135. doi:10.1016/j.elspec.2005.09.004.
- KEMPE, M. Test methods of ultraviolet light and evaluation. *Solar Energy Materials and Solar Cell*, **2010**, v. 94, n° 2, p. 246-253. doi:10.1016/j.solmat.2009.09.009.
- KING, D. L.; QUINTANA, M. A.; KRATOCHVIL, J. A.; ELLIBEE, D. E.; HANSEN, B. R. Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure. Sandia National Laboratories, **2000**.
- KOPP, E. S. I-V Analysis of photovoltaic modules deployed outdoors at Tucson electric power solar test yard. **2012**. 94 p. Thesis (Master of Science), Faculty of the College of Optical Sciences. The University of Arizona.
- KUMARA, S.; SARKARA, B. Design for reliability with weibull analysis for photovoltaic modules. *International Journal of Current Engineering and Technology*, **2013**, v.3, n° 1.

- LIMA, M. L. Refino de silício metalúrgico por solidificação direcional transiente. 2013. 109 p. Dissertação (Mestrado), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, **2013**.
- LIN, WEI-CHUN. Non-tracked mirror-augmented photovoltaic design and performance. **2012**, Master of Science. Department of Material Science and Engineering, Case Western Reserve University.
- LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia. Solar Fotovoltaico de Concentração. AT4 Wireless, **2014**. Acesso em: 7/10/2014.
- LUQUE, A.; HEGEDUS. S. Handbook of photovoltaic science and engineering. New York: Wiley, **2003**, p. 1179.
- 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, Viçosa, MG.
- MANZANARES, J. L. B. Tecnologia de células solares de silício cristalino. **2008**. 50p. Master em Energía Renovables y Mercado Energético. DER – CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientas & Tecnológicas), Espanha.
- MCEVOY, A.; MARKVART, T.; CASTAÑER, L. Practical Handbook of photovoltaics_Fundamentals and applications. Elsevier, 2^a edition, **2012**, 1204 p.
- MILLER, D. C.; KEMPE, M. D.; KENNEDY, C. E.; KURTZ, S. R. Analysis of Transmitted Optical Spectrum Enabling Accelerated Testing of CPV Designs. Presented at the Society of Photographic Instrumentation Engineers (SPIE) 2009 Solar Energy + Technology Conference, San Diego, **2009**, California.
- OSTERWALD, C. R.; McMAHON, T. J. History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: a literature Review. Progress in photovoltaics: research and applications, **2008**, v. 17, p. 11-33. doi: 10.1002/pip.861.
- PARIDA, B; INIYAN, S.; GOIC, R. A Review of solar photovoltaic technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, **2011**, v. 15, nº 3, p. 1625-1636. doi:10.1016/j.rser.2010.11.032.
- PREGELJ, A.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A.; RISTOW, A. Estimation of PV systems reliability parameters. School of Electrical and Computer Engineering Georgia Institute of Technology Atlanta, USA. Disponível em: <http://www.ece.gatech.edu/research/UCEP/papers/estimat.pdf>. Acesso em: 21/06/2013.
- PREISS, A., KRAUTER S., SCHOPPA, M., LUCK, I. PV Module Testing—how to ensure quality after PV Module. Certification, Photovoltaics International, **2011**.

- PRIEB, C. W. M. Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos. **2002**, 54p. Dissertação (Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- PVCROPS - Photovoltaics Cost Reduction, Reliability, Operational Performance, Prediction and Simulation. Manual to improve the quality and reduce the cost of PV systems. **2013**, p. 129. Access: November, 2014.
- QUASCHNING, V. Understanding renewable energy systems. Londres: Sterling Earsthscan, Va, **2005**, p. 289.
- RAMLIA, M. A. M.; HIENDRO, A; TWAHA, S. Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage. *Renewable Energy*, **2015**, v. 78, p. 398-405. doi:10.1016/j.renene.2015.01.026.
- RAMOS, C. de M. Procedimentos para caracterização e qualificação de módulos fotovoltaicos. **2006**, 141 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.
- RODRIGUES, P. M. F. Sistema de geração e aquisição das características I-V de módulos fotovoltaicos. 2009, 41 p. Dissertação (Engenharia Industrial) – Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Bragança, Portugal, **2009**.
- SALA, G., LUQUE, A. Past experiences and new challenges of PV concentrators. In: Luque, A., Andreev, V.M. (Eds.), *Concentrator Photovoltaics*, Springer Verlag, **2007**, p. 1–23. ISBN: 978-3-540-68796-2.
- SALAS, V.; LABARQUILLA, Moisés. Integración del autoconsumo fotovoltaico en sistemas híbridos diésel: parte 1. Informe técnico, Laboratorio de sistemas fotovoltaicos ((UC3M PV-Lab), Grupo de sistemas electrónicos de potência (GSEP). 4ª Jornada solar fotovoltaica, **2014**. Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, Espanha.
- SANTOS JÚNIOR, S. L. dos R. Análise de materiais e técnicas de encapsulamento de módulos fotovoltaicos. **2008**, 102 p. Dissertação (Engenharia e Tecnologia de Materiais). Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- SKOPLAKI E, PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy*, **2008**, v 92, edição 11, p. 1393-402. Elsevier. doi: 10.1016/j.solmat.2008.05.016.
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Na dependência da temperatura do desempenho elétrico do módulo fotovoltaico: uma análise da eficiência / potência correlações. *Solar Energy*, **2009**, v. 83, edição 5, p. 614-24. Elsevier. doi: 10.1016/j.solener. 2008.10.008.
- SOLANO-PERALTA, M.; MONER-GIRONA, M.; VAN SARK, M.; WILFRIED, G.J.H.; VALLVE, X. “Tropicalisation” of Feed-in Tariffs: A custom-made support scheme for hybrid PV/diesel systems in isolated regions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **2009**, v. 13, 2279-2294.

- TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. *Solar Energy*, **2007**, v. 81, edição 4, p. 498-511. Elsevier. doi:10.1016/j.solener.2006.08.002.
- VÁSQUEZ, M.; REY-STOLLE, I. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. **2008**. Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com) doi: 10.1002/pip.825.
- WENGER, H. J.; SCHAEFER, J., ROSENTHAL, A.; HAMMOND, B.; SCHLUETER, L. Decline of the Carrisa Plains PV power plant: the impact of concentrating sunlight on flat plates. *Proceedings of the 22nd IEEE PV Specialists Conference, Las Vegas, NV, USA*, **1991**; p. 586–592. doi: 10.1109/PVSC.1991.169280.
- ZHANG, XIONGWEN; TAN, SIEW-CHONG; LI, GUOJUN; LI, JUN; FENG, ZHENPING. Components sizing of hybrid energy systems via the optimization of power dispatch simulations. *Energy*, **2013**, v. 8, 165-172.

Capítulo 3

Photovoltaic Systems with and without Radiation Concentrators for Temperate and Tropical Regions

Abstract: The industrial development of solar photovoltaic technology has attracted investors and influenced governments to establish public policies for the sector. The present research consisted of studying, building and testing low concentration solar radiation systems for photovoltaic energy conversion. The study used optical *nonimaging* parameters for the V-trough type radiation concentrator constructed of anodized aluminum, to reflect and to cool. Designed to concentrate radiation by about two times and consisting of a set of photovoltaic modules connected in parallel, they were modeled in the Laboratory of Energy Area in the Department of Agricultural Engineering of the Federal University of Vicosa, Brazil, at the coordinates 20°45'14 S latitude, 42°52'53 W longitude and altitude 648.74 m. They were installed to the geographic North, with the same slope as the local latitude. For comparative analysis, it was determined the electrical characteristics for evaluation of the prototype's performance with and without radiation concentration, the final productivity for cities in tropical and temperate regions. It was concluded that the prototypes allowed for a gain of energy with concentration, about 31.3% more, and therefore a productivity gain for the analyzed cities in, kWh kW_p⁻¹.

Keywords: photovoltaic solar energy; concentrator; optical device; energy use; energy efficiency.

3.1. Introduction

The industrial development of solar photovoltaic technology has attracted investors and for several governments they are a priority in terms of public policies. According to the International Energy Agency, the forecast demand for photovoltaic systems is expected to grow considerably in the following years, from 21GW in 2011 to 126 GW in 2020, there is around 22.0 % per year. This analysis encompassing regional and global trends shows a greater increase of clean energy in comparison with fossil fuel-based technologies [1, 2, 3].

It is estimated that *PV* (Photovoltaic) systems will supply 16% of the world demand by 2050, reducing CO₂ equivalent emissions to the atmosphere by 2,300 million ton per year. This will occur if there is technology development, cost reduction and industrial production increase for mass use in the next decade. There is also the perspective that the system might become competitive with the power network in some regions by 2020 [2].

The Brazilian normative resolution 482, of April/17th/2012, of the Electrical Energy State Regulatory Agency - ANEEL established the net metering tariff system, i.e., the energy consumed by a consumer could be compensated by the electrical energy generated. This resolution also established necessary technical adaptations in electricity distribution of the National Electric System and in consumer units to reduce investment cost of the systems to be introduced [4, 5, 6, 7, 8].

Solar photovoltaic generator with flat-plate radiation concentrators or lenses (Fresnel lenses, for example), constitute a technical alternatives, as they may easily exceed 20% in energy conversion efficiency. The V-trough concentrator has been used to concentrate solar radiation to the photovoltaic module, assuring an attractive cost-benefit ratio [9, 10, 11].

Integrated radiation concentrator optics for photovoltaic systems (optical *nonimaging*) has been used to evaluate the focusing of light. It has as a reference light source and not an object, a receiver and not an image, a concentrated *irradiance* at the receiver (*PV* module/absorber) and not the source image. Designed for two-dimensional optical photovoltaic systems, it is useful for radiation concentration factors less than 10. Some of the important characteristics of this type of solar radiation concentrators are: (i)

they do not require solar tracking; (ii) they are designed as a function of the dimensions of the *PV* modules; (iii) they require a simple framework to support them and; (iv) they are considered to be of low production cost. Although require precision in their installation, they are not influenced by spectral impacts as with systems with radiation concentration in the range of 100 to 1,000 [10, 11, 12, 13, 14, 15].

Studies of the solar radiation concentration systems should evaluate the influence of geographic and climatological location, uniformity of radiation reaching the *PV* modules and the radiation concentration ratio, among other important aspects for the performance of the system [11, 16].

The main purpose of this study was to simulate, construct and evaluate energetically and the performance of photovoltaic systems with optical concentrator systems for solar radiation concentration of about two times, installed in regions of temperate and tropical climates.

3.2. Material and Methods

The simulations and experiments were performed at the Energy Area Laboratory in the Department of Agricultural Engineering of the Federal University of Vicosa, Vicosa (MG, Brazil) at 20° 45'14 S latitude, 42° 52'53 W longitude and 648.74 m altitude.

3.2.1. Material

The prototype built for this study was composed of six Kyocera Solartec KS5 *PV* modules (Kyocera Solar of Brazil, Rio de Janeiro, RJ), produced with multi-crystalline cells. The power rating of each *PV* module was 5 W_p, with 580.8 cm² module area (35.2 cm length and 16.5 cm width) and floor plan area used for each prototype of 1.04 m² [17].

The concentrator model selected, Figure 1, was used because: (i) it was considered the most energetically efficient; (ii) it is a fixed system with possibility of seasonal alignments for greater performance; and (iii) is appropriate for low radiation concentration. In Figure 1 α is the acceptance angle, ψ is the channel angle, A is the collector-opening width, B is the *PV* module/absorber base width, H is the length of the side of concentrator, δ is the opening angle of the V-troughs and ξ is the prototype inclination [18, 19, 20].

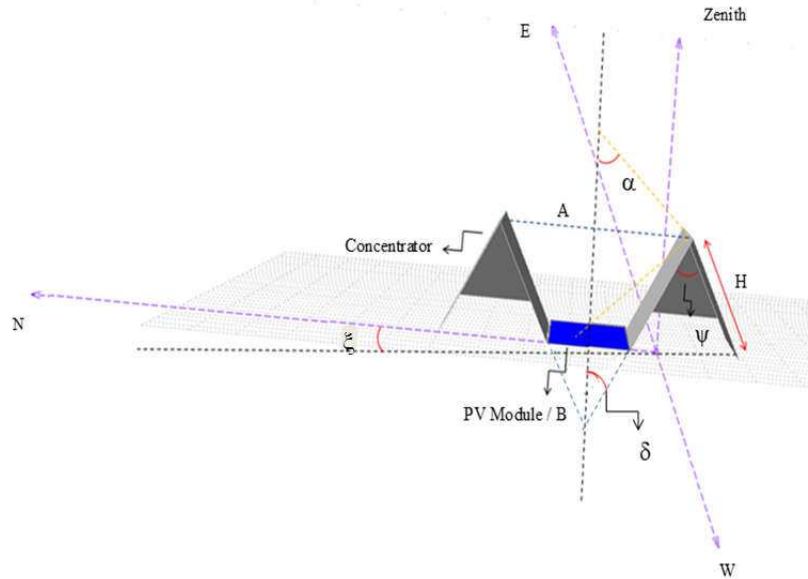


Figure 3. 1. V-trough radiation concentrator illustrating the project parameters.

Table 1 shows the physical characteristics of the prototypes.

Table 3. 1. Physical characteristics of the V-trough type prototype with and module or prototype without radiation concentrators.

Parameter	Prototype with concentrator (P_{WC})	Prototype without concentrator (P_{WoutC})
Dimension of cell area in the module, length x width (cm)	16.5 x 35.2	16.5 x 35.2
Number of modules	6	1
Dimension of a module (cm)	20.5 x 35.2 x 2.2	20.5 x 35.2 x 2.2
System area (cm ²)	3,484.8	580.8
System weight (modules, and concentrator) (kg)	~ 8	~ 1.2
Mirror area of system concentrator (cm ²)	~1.5 x 10 ⁴	–

Source: [17], Authors.

The PV system was built using specular anodized aluminum mirrors (Lucchi, Sao Paulo, Brazil) with 0.3 mm thickness, 86% total reflection TR 2, 12% diffuse reflection and low iridescence [21].

Pyranometers were used for measurement of global solar radiation on horizontal and inclined planes, CMP3 model (Campbell Scientific, N. Y., USA), with frequency bands of light spectrum between 310 to 2800 nm, [22].

A potentiometer (0 to 100 Ω) was used as load for generation determination of current signal and voltage. A prototype with radiation concentrator (P_{WC}) was used for the load variation in field test, while a system without radiation concentrator (P_{WoutC}) was used as the standard.

The thermal image of the studied PV systems was recorded using an infrared i-series high resolution, thermo-graphic camera (Flir Systems, Portland, Oregon, USA) with 0.1 $^{\circ}\text{C}$ thermal sensibility at 25 $^{\circ}\text{C}$ [23]. The temperature of the concentrators, on the front and back parts of the modules was also measured with a portable digital thermometer, model Kiltherm 500 (Cotergavi, Santa Cecilia, Sao Paulo, Brazil) [24].

3.2.2. Instrumentation

To evaluate the behavior of the *PV* modules, instrumentation was carried out using 1-wireTM technology (Dallas Semiconductor, Dallas, Texas, United States). A portable weather station connected to a microcomputer through 1-Wire/USB adapter was used, measuring the following variables: (i) *PV* module temperature at five different points, *PV* module current and voltage and (ii) meteorological variables (wind speed, ambient temperature, relative humidity and solar radiation). Data acquisition occurred from August 28th, 2010 to September 28th, 2010.

Five sensors were attached to the back of the *PV* modules according to the Figure 2, in order to record the temperature.

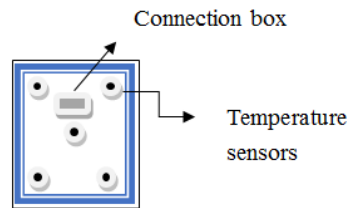


Figure 3. 2. Location of temperature sensors in the back of the PV modules.

3.2.3. System assembly and methodology

The prototype was developed in two stages: concentrators were dimensioned according to size of the selected *PV* module, followed by determination of channel inclination angle. The mirrors were then cut and folded to the proposed form for a radiation concentration ratio of nearly two, and for system cooling which allows atmospheric air convection.

The prototype design considered values for *PV* module width (B), reflector inclination height (H) and cells area, so that the set volume was the smallest possible.

Solar energy concentration and the sizes of the concentrator for the selected model are described by Equations (1) and (2), in accordance with [18],

$$C = \frac{\sin[(2n + 1)\psi + \alpha]}{\sin(\psi + \alpha)} \quad 1)$$

$$\frac{H}{B} = \frac{\sin[(2n + 1)\psi + \alpha] - \sin(\psi + \alpha)}{2\sin(\psi + \alpha)\sin(\psi)} \quad 2)$$

where,

- C _ Solar radiation concentration, decimal;
- n _ Series of reflections from reflector before reaching radiation *PV* module, decimal;
- ψ _ Channel angle, degree;
- α _ Acceptance angle, degree;
- H _ Length of the side of concentrator, m; and
- B _ *PV* module or absorber width, m.

Figure 3 illustrates the incidence of solar radiation on concentrators and other optical and geometrical characteristics to be considered in *PV* systems with radiation concentration. The *PV* module, according to studies developed by [14, 15, 19, 25], must be positioned between two concentrators, thus receiving a higher intensity of reflected radiation from each. The number of radiation reflections varies according to the radiation angle of incidence, where θ_c is the rejection angle, α is the acceptance angle, δ

is the opening semi-angle and the tangents T_a and T_c are drawn for the circle passing through the extremities of the *PV* module.

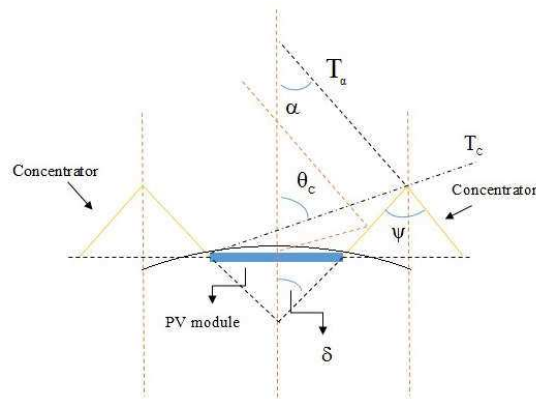


Figure 3. 3. Relationships among θ_c (angle beyond which the solar radiation does not reach the *PV* module), α (acceptance angle), ψ (angle channel), δ (light cone angle) and the tangents T_a and T_c .

Figure 3 characterizes the *PV* system with radiation concentrators [15, 25, 26].

The sizing of the radiation concentrator was done by performing the following:

- (i) Determine the solar radiation acceptance angle incident on the *PV* module; α ;
- (ii) Evaluate direct and reflected solar radiation, incident on the *PV* modules; and
- (iii) Determine the angle from which reflectors stop reflecting, i.e., angle from which the *PV* module no longer receives solar radiation, θ_c .

For determination of angles α and θ_c , the following procedure is assessed:

- (i) Tangents T_a and T_c are drawn for the circle passing through the extremities of the *PV* module;
- (ii) Opening semi angle is determined, defined as that perpendicular to the *PV* module by the reference circle circumference; and
- (iii) The angles α and θ_c are obtained from T_a and T_c , as indicated in Figure 3.

The relationship between α , acceptance angle, radiation incident on the *PV* module and θ_c , rejection angle, angle from which the *PV* module no longer receives solar radiation, is given by Equation (3), according to [15],

$$\theta_c = \alpha + 2 \delta \quad 3)$$

where,

θ_c _ Rejection angle, angle from which the *PV* module no longer receives solar radiation, degrees;

α _ Acceptance angle, radiation incident on the *PV* module, degrees; and

δ _ Opening semi-angle, degrees.

The relationship between the angular acceptance α and θ_c , as cited by [15], necessary to avoid radiation losses requires that $\alpha + \delta < \frac{\pi}{2}$ and $\phi < \frac{\pi}{4}$, with values $|\theta_{in}| < \alpha$. It was noticed that as the angular acceptance decreases, the value of the angle at which the reflectors stop reflecting, θ_c , increases, indicating that the *PV* module will not receive any more radiation on its surface.

It is important to observe the following characteristics of the radiation concentrator [15, 25]: factor of radiation concentration, acceptance angle (for lower values, higher concentrations), sensibility to concentrator alignment errors (which may lead to non-uniform radiation of *PV* module), concentrator area and mean reflection number.

The 107.7 cm x 225.8 cm aluminum structure was built so that the *PV* modules with concentrators were arranged in such a way that the channel angle was maintained.

The concentrator design has the following characteristics:

i) Solar radiation concentration ratio on surface of the *PV* module/absorber of approximately two, i.e. the concentration factor, C , was around two;

ii) Use of specular aluminum with high reflection coefficient rate, exceeding 86%;

- iii) Assembly of the *PV* module and concentrator set forming channels or ducts that allow air circulation, in order to permit passive cooling of the *PV* module and concentrator set; and
- iv) Need for seasonal positioning adjustments, to avoid shading.

According to [18] radiation and reflection uniformity losses should be observed, which vary according to the channel design. For channel angles lower than 20°, solar radiation incidence on the absorbing surface is not uniform and requires a larger area for the concentrator; however, greater energy conversion efficiency is obtained in comparison with channel angles higher than 40°.

Selection of the concentrator geometrical characteristics was performed based on determination of the maximum yield of solar radiation conversion into electric energy by the *PV* module and concentrator set. The characteristics of the concentrators compared were: *PV* module width (B), length of the side of concentrator (H) and trough angle that are given by Equations (1) and (2).

The studied trough angles were 10°, 20°, 30° and 40°. The concentrators built with these angles were denominated P_{WC} I, P_{WC} II, P_{WC} III and P_{WC} IV, respectively. For each built concentrator model characteristic curves were determined, i.e. voltage versus current curve for each radiation concentrator and solar *PV* module set.

Reflection originating from a mirror or reflecting surface, used as optical mechanism to concentrate solar energy, depends on the incident light wave length, material used for reflection, surface conditions and incidence angle. The characteristic quality parameters are reflectance, roughness, undulation, form and alignment. External agents that may cause changes to the expected results of these systems are temperature, solar radiation and wind [14, 26, 27].

According to [19], [25] and [27], two conditions should be met: the concentrator must be ideally specular so that the *PV* module is uniformly radiated, maximizing *PV* module efficiency and no ray should suffers more than one reflection so not to lose energy intensity from solar radiation. The relationship between incident radiation, R_{inc}, and the normal radiation intensity on the concentrator surface, R_{nor}, is given by Equation (4), [15],

$$R_{inc} = R_{nor} + 2 R_{nor} \gamma \cos \delta$$

(4)

where,

- R_{inc} _ Incident radiation, $W m^{-2}$;
- R_{nor} _ Normal radiation intensity on the concentrator surface, $W m^{-2}$; and
- γ _ Reflectivity of side wall reflectors in the V-troughs, decimal.

3.2.4. Performed tests

In the present study, preliminary tests were carried out with clear sky conditions, cloudless. The ambient temperature, solar radiation and wind speed conditions met the requirements determined for standard test conditions, i.e., solar radiation around $1,000 W m^{-2}$, ambient temperature around $25^{\circ}C$ and wind speed around $1.5 m s^{-1}$ [28].

The prototype with concentrator, P_{WC} , was exposed to radiation with data acquisition every one minute for voltage, PV module temperature, solar radiation on horizontal and inclined plans, rainfall, wind direction and speed and relative humidity. The sampling period presented in this study was five randomly chosen days from the collected data that met the standard test conditions.

Determination of the moments for the preliminary tests considered the period when the optical air mass was 1.5AM. This procedure was performed in order to reduce the influence of spectral distribution of solar radiation incident on the absorbing surface on the results [29]. The SunPlot 3D Program was used to determine the preliminary test moments. This program is part of the package Solar Design Studio 5.0[®], Maui software[®] (Maui Solar Energy Software, Gaithersbur, Maryland, USA). The input data to determine the solar hour, azimuth and prototype inclination regarding the horizontal plane for realization of tests were the test dates, latitude and longitude of the location.

Characteristic current/voltage ($I \times V$) and power/voltage ($P \times V$) curves were determined with the collected data, using a potentiometer, voltmeter, ammeter and global radiation sensors (pyranometer) [28].

The relationship between solar radiation conversion efficiency into electric energy and the PV module temperature was determined by Equation (5) (where * means nominal conditions) [9],

$$\eta_{el} = \eta_{ref} \left[1 - \beta (T_{Module} - T_{ref}^*) \right] \quad 5)$$

where,

- η_{el} – Efficiency of solar into electric energy, %;
- η_{ref} – Efficiency of solar into electric energy at reference temperature, %;
- β – Temperature coefficient, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- T_{Module} – *PV* module temperature, $^{\circ}\text{C}$; and
- T_{ref}^* – Reference temperature, 25 $^{\circ}\text{C}$.

Equation (6) was used to estimate the form or fill factor (F_F) value, indicative of *PV* module quality, where proximity of the value to one indicates better module performance, i.e., the *PV* module presents higher conversion efficiency [9],

$$F_F = \frac{V_M I_M}{V_{oc} I_{sc}} \quad 6)$$

where,

- F_F – Form factor, decimal;
- V_{oc} – Open circuit voltage, V;
- I_{sc} – Short circuit current, A;
- V_M – Maximum power voltage, V; and
- I_M – Maximum power current, A.

and Equation (7),

$$\eta_{module} = \frac{F_F V_{oc} I_{sc}}{A R} \quad 7)$$

where,

- Module efficiency, %;
- Module area, m^2 ;
- Short circuit current, A; and
- Global solar radiation, W m^{-2} .

The Equations (8) and (9) were used to estimate the variation of the short circuit current, I_{sc} , the open circuit voltage, V_{oc} with the solar radiation and the temperature (where * means nominal conditions) [9, 30],

$$I_{sc} = I_{sc}^* \frac{R}{R^*} + \alpha (T_{Module} - T_{ref}^*) \quad (8)$$

where,

- η_{module} – Module efficiency, %;
- A – Module area, m^2 ;
- I_{sc} – Short circuit current, A; and
- R – Global solar radiation, $W m^{-2}$.

$$V_{oc} = V_{oc}^* + v_t \ln \frac{I_{sc}}{I_{sc}^*} - \beta (T_{Module} - T_{ref}^*) \quad 9)$$

and Equation (10),

$$v_t = \frac{N_s m K T}{e} \quad 10)$$

where,

- N_s – Number of associated cells in series in the module;
- m – Ideality factor, dimensionless;
- K – Boltzman constant, $J K^{-1}$;
- T – Module temperature, $^{\circ}C$; and
- e – Electron charge, C.

The influence of temperature on efficiency of the prototypes was statistically evaluated using the t-test at 5% probability.

Equation 11 were used to evaluate the short circuit current and diode saturation as a function of the current density and area, respectively, in both cases: with and without radiation concentration for the prototypes,

$$I_{sc} = A_c J_{sc} \quad 11)$$

where,

- I_{sc} - Short-circuit current, A;
- A_c - Total cell area, cm^2 ; and
- J_{sc} - Density of short-circuit current, $\text{A} \cdot \text{cm}^{-2}$.

3.3. Results and Discussion

3.3.1. Prototype Design

The main goal of the prototype design was to optimize the amount of electrical energy generated by the photovoltaic *PV* module with the concentrator in kWh kW_p^{-1} . Furthermore, the volume of the prototype was minimized, in order to minimize the area required for installation of the prototype.

The simulations were made in such a way that:

- (i) Equations (1), (2), (3) and (4) were used in the design process. These equations correlate nine variables and/or parameters;
- (ii) Two of the parameters were assumed to be given values, i.e. $n = 1$ and $B =$ length of the side of module;
- (iii) The incident solar radiation on the *PV* module, R_{nor} , was considered to be that correspondent to those of the three locations simulated;
- (iv) Two of the following three parameters were assumed per simulation (C , ψ and α). The intervals allowed for varying these three parameters were: C [0.57 to 2.53 radiation concentration ratio], ψ [0 to 30°] and α [0 to 27.94°]. In the simulation process C , ψ , and α varied by steps of 0.5, 10° and 5°, respectively;
- (v) The remaining parameters were calculated including H , θ_c , δ and the one parameter that was not assumed in the previous step. For example: if C and ψ were assumed in the simulation then H , θ_c , δ and α were calculated by Equations (1) to (4);
- (vi) Then the *PV* module productivity, p , in kWh kW_p^{-1} was calculated;
- (vii) In the case that the two designs have the same maximum p , selection was based on that which presented the minimum volume, since it requires the minimum area for prototype installation.

The simulation result limits were: H [6.0 to 91.0 cm], θ_c [30 to 40°] and δ [5 to 15°].

3.3.2. Physical structure and characteristic parameters of prototypes with and without concentrator

Figure 4 illustrates power versus voltage in the prototypes for the studied systems P_{WC} I, P_{WC} II, P_{WC} III, P_{WC} IV as shown in Table 2. It indicates that P_{WC} II (20° channel angle) obtained better performance than the other systems, P_{WC} I, P_{WC} III and P_{WC} IV. Models P_{WC} III and P_{WC} IV presented better results than P_{WoutC} . The PV power at solar noon of model P_{WC} I was inferior to the other topologies. Results indicated that the best performance was obtained with the V-trough type concentrator, with 20° channel angle.

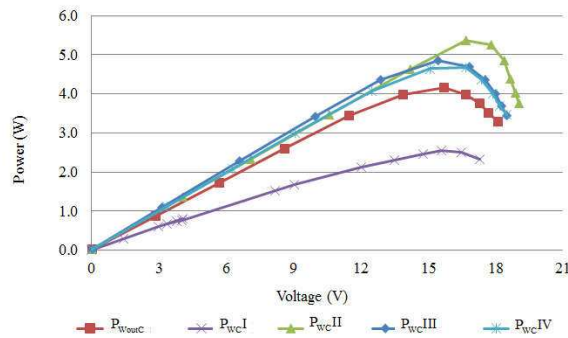


Figure 3. 4. Typical power versus voltage curve for systems with varying channel angle and radiation concentrator height, for solar radiation from 471.46 to 1,050 Wm^{-2} , 2010.

The analysis of the concentrator resistance during field tests did not use the finite element method. However, during testing the concentrators of greater height suffered from the hampering action of the wind and the test results indicate that concentrators in structures with those dimensions would not resist the actions of nature for a longer time.

Table 2 shows the relationship between the channel angle and length of the side of concentrator determined for the concentrator according to Equations (1) and (2).

Table 3. 2. Relation between channel angle and concentrator length for the studied systems.

Prototype	Channel Angle (°)	Length of the side of concentrator, H (cm)
P _{WC} I	10	47.5
P _{WC} II	20	24.5
P _{WC} III	30	16.5
P _{WC} IV	40	12.8

Note: According to Figure 1.
Source: Authors.

It is believed that the concentrator length, H, in P_{WC} I, the largest of the systems and also measured 0.3 mm thick, impaired the structure, which did not hold up well to wind speed variations, resulting in non-uniform concentration of solar energy on the PV module surface and greater shading factor. Therefore, it is necessary to mechanically reinforce the prototype P_{WC} I for better wind resistance.

Based on these results, it was defined that the PV prototype with concentrator model P_{WC} II would be tested in more detail.

The electric power curve was then constructed, generating points every hour of the day for P_{WC} II and P_{WoutC}, Figure 5. Solar radiation on the presented day varied between 471.46 Wm⁻² and 1, 050 Wm⁻² during the tests.

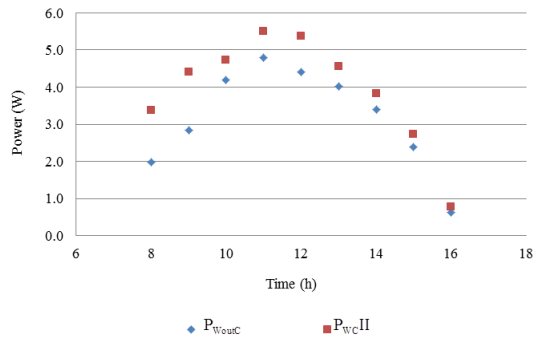


Figure 3. 5. Power generated by the prototype without concentrator, P_{WoutC}, and with radiation concentrator, P_{WC} II, during a typical day (solar radiation during the tests ranging from 471.46 to 1,050 W m⁻², 2010).

Figure 6 presents the relationship between the radiation concentration factor, C , versus acceptance angle, α , for three different trough angles, ψ .

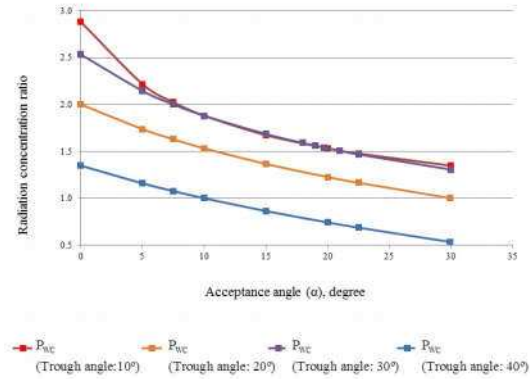


Figure 3. 6. Radiation concentration factor, C , versus acceptance angle, α , for four different trough angles, ψ .

When analyzing Figure 6 it is noticed that for a higher acceptance angle, α , there is a decrease in the radiation concentration factor, C . Furthermore, for an acceptance angle α above 7.5° the radiation concentration ratio was very similar for the trough angles $\psi = 10^\circ$ and $\psi = 20^\circ$.

For the conditions simulated the optimum design characteristics were: $\psi = 20^\circ$, $\alpha = 19.7^\circ$, $\delta = 10^\circ$, $\theta_c = 39.7^\circ$, $H = 24.5$ cm, $B = 35.2$ cm, $C =$ radiation concentration factor 1.53, $n = 1$ and $R_n =$ local radiation. These results are in accordance with those obtained by [18].

3.3.3. Radiation Uniformity

According to Equation (3) and Figure 3, in order to have radiation uniformity the following two conditions must be met: $\alpha + \delta < \frac{\pi}{2}$ and $\delta < \frac{\pi}{4}$. These conditions were always satisfied in the simulations.

To avoid radiation losses the angle $|\theta_c| < \alpha$. In this case, the solar radiation incident angle should be $|\theta_c| < \alpha$, hence the PV module may have direct and reflected radiation. But for $|\theta_c| > \alpha$ the PV module will not have direct and reflected radiation [15, 25].

The photovoltaic system with concentrator was designed without metal sheets on the back of the *PV* modules, considering that in the experimental preliminary tests the temperature values of the *PV* modules did not vary significantly when they were inserted [15], Figure 7.

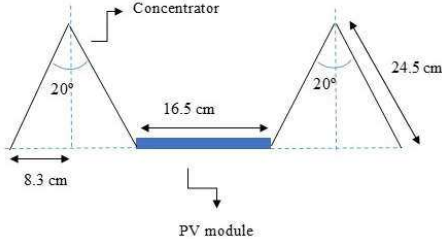


Figure 3. 7. Mirror dimensions for the PV system with radiation radiation concentrator.

3.3.4. Final productivity

In this manuscript the final productivity was estimated according to [31, 32], considering that the degradation process occurs in two stages: in the first year the degradation rate is around 1 to 3%, while in subsequent years is approximately 0.5 to 1.0% per year, described below in Table 3 and Figures 8 and 9.

Table 3. 3. Annual productivity, kWh kWp⁻¹, for the chosen cities and productivity degradation percentage in the 25 year period, 3% degradation rates in the first year and 0.5% thereafter.

Annual productivity for each city, prototype without concentrator.				
City	Vicosa	Belo Horizonte	Florianopolis	New York
(kWh/kWp)	2,088.20	1,673.50	1,176.90	1,759.80
Total productivity in the life expectancy, planning horizon: 25 years (kWh/kWp)				
Prototype without concentrator	48,006.10	27,056.00	38,472.50	40,456.40
Prototype with concentrator	62,407.90	5,172.80	50,014.20	52,593.40

Note: Degradation rate for the planning horizon of 25 years for systems with and without concentrator: (1st year - 3%) and (2nd to 25th - 0.5%). Source: Authors.

Figure 8 illustrates the expected final yield for the cities of Vicosa (Brazil), Belo Horizonte (Brazil), Florianopolis (Brazil) and New York (United States), considering the effects of degradation for a period of 25 years based on the initial

productivity of 2088.20, 1673.50, 1176.90 and 1759.80 kWh kW^{p-1}, respectively, for systems without radiation concentrators.

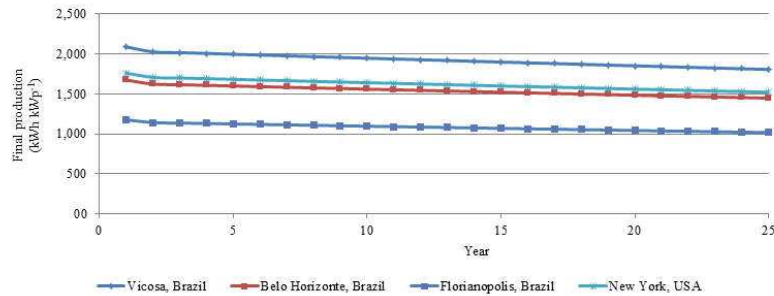


Figure 3. 8. Expected productivity during the useful life, kWh kW^{p-1}, for the cities of Vicosa (Brazil), Belo Horizonte (Brazil), Florianopolis (Brazil) and New York (USA), considering the effects of degradation during 25 years, for systems without concentration.

The results in this case indicate that the final yield percentage in kWh KW^{p-1}, for a system with and without concentration after 25 years was 86%. Evaluating the degradation percentage cited by the authors, and adding the initial productivity to percentage gains from the concentration of solar radiation in the prototypes, it is a device able to increase productivity and contribute to a reduction in initial investment of the system, Figure 9.

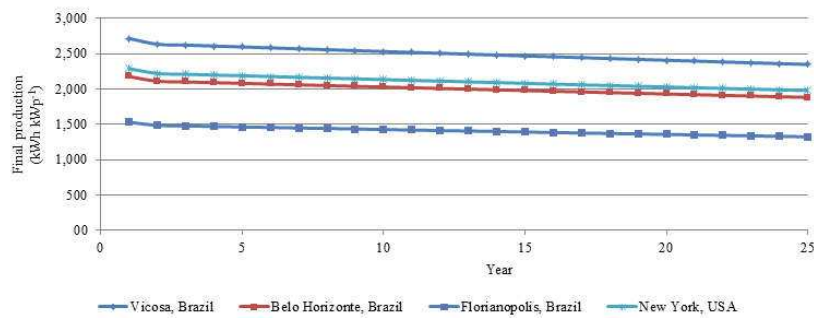


Figure 3. 9. Expected productivity during useful life, kWh kW^{p-1}, for the cities of Vicosa (Brazil), Belo Horizonte (Brazil), Florianopolis (Brazil) and New York (USA), considering the effect of degradation during 25 years for systems with radiation concentration.

3.3.5. Analysis of the data collected

3.3.5.1. Environmental conditions and electrical characteristics

Data collected during the preliminary tests and instrumentation period was used for analysis of the performance of the photovoltaic system with and without radiation concentrator. During the experiments, it was possible to observe the radiation variation due to the presence of clouds or other events than according to [29] lead to radiation reduction during the day. Table 4 and 5 present the solar data and environmental conditions during the preliminary field tests.

Table 3. 4. Solar data during field tests.

Tests	1 th test	2 nd test	3 th test
Hour	09h47min	12h00min	13h50min
Solar time	9h50min36s	12h03min37s	13h53min37s
Solar altitude	41.64°	53.48°	41.71°
Azimuth solar	-136.44°	178.54°	142.18°
Angular hour	-32.35°	0.90°	+28.40°
Inclination of generators	21.00°	21.00°	21.00°
Angle of incidence	64.77°	57.52°	65.81°
Solar declination	15.73°	15.76°	15.77°
Air mass	1.50	1.24	1.50

Source: Authors.

Table 3. 5. Environmental conditions for the field tests.

Test environment	Average	Standard deviation
Tilted global radiation (Wm^{-2}):	947.33	60.52
Global horizontal radiation (Wm^{-2}):	711.34	85.81
Wind direction (degrees):	300.00	7.64
Wind speed ($m s^{-1}$):	1.10	0.39
Ambient temperature (°C):	23.15	4.94
Relative humidity (%):	60.33	14.49
Atmospheric Pressure (hPa):	937.93	1.04

Source: Authors.

Table 6 shows the preliminaries results for both prototypes with and without radiation concentrators: voltage, current, temperature and form factor, as well as their

standard deviation. Equations (6), (8) and (9) calculated the result, for P_{WoutC} , P_{WC} and using the technical parameters of the PV module informed by the manufacturer (form factor: 0.75). The measured values of the form factors, indicative of cell quality, did not vary significantly in the prototypes with concentrators.

Table 3. 6. Data from the mean and standard deviation for current, voltage, temperature and form factor, collected in field trials for prototypes with and without radiation concentrators.

Prototype with concentrator								
	I (A)			V (V)			Temperature (°C)	Form factor
	1st test	2nd test	3rd test	1st test	2nd test	3rd test		
Average	0.34	0.35	0.41	20.12	19.48	19.19	55.50	0.79
Standard deviation	0.55	0.67	0.36	0.04	0.29	0.06	3.80	0.00
Prototype without concentrator								
	I (A)			V (V)			Temperature (°C)	Form factor
	1st test	2nd test	3rd test	1st test	2nd test	3rd test		
Average	0.25	0.25	0.32	19.67	19.59	19.60	47.20	0.78
Standard deviation	0.84	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.49	0.00

Source: Authors.

Figures 10 and 11 describe the behavior of efficiency versus temperature and form factor (Equation (5) and (6)) one of the tests, respectively.

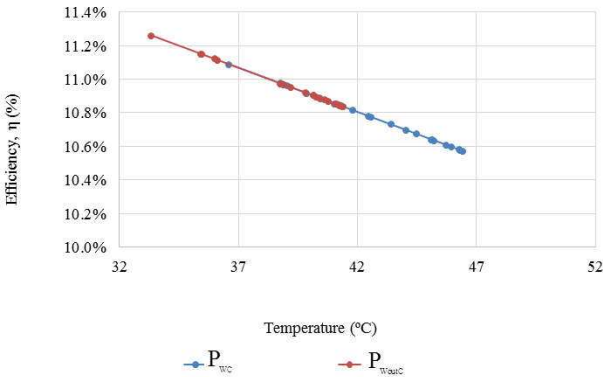


Figure 3. 10. Efficiency, η , as a function of the operating temperature of the prototype, with and without radiation concentrator, in one of the preliminary tests.

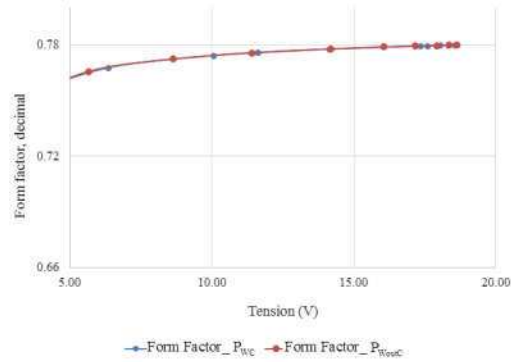


Figure 3. 11. Form factor, F_F , as a function of the open circuit voltage, tension of the prototype, with and without radiation concentrator, in one of the preliminary tests.

It can be seen in Figures 10 and 11 how the efficiency varies as function of the operating temperature and the form factor as a function of the open circuit voltage. Both efficiency and form factors are indicatives of system performance and quality.

The values calculated for efficiency regarding voltage (η_{el}), using Equation (7), based on the measurements and the manufacturer data for efficiency of the prototypes with and without concentrator were 10.90, 8.30 and 9.50%, respectively. It is also highlighted, that the electric energy generation in the system with the concentrator was on average 31.3% higher than in the system without the concentrator.

3.3.5.2. Subsequent tests

Table 7 presents the environmental conditions for the subsequent tests for the prototypes with and without radiation concentrator. The collected data were selected from those on a sample space that would satisfy the meteorological conditions necessary for the tests, from all experimental data only five days satisfied the standard conditions, i. e., solar radiation around $1,000 \text{ W m}^{-2}$, ambient temperature around 25°C and wind speed around 1.5 m s^{-1} [28].

Table 3. 7. Environmental conditions for the field tests.

Test environment	Average	Standard deviation
Tilted global radiation (Wm^{-2}):	905.63	45.21
Global horizontal radiation (Wm^{-2}):	839.53	54.03
Wind direction (degrees):	26.91	0.12
Wind speed (m s^{-1}):	7.08	0.01
Ambient temperature ($^{\circ}\text{C}$):	27.00	2.10
Relative humidity (%):	26.05	0.11
Atmospheric Pressure (hPa):	940.00	2.50

Source: Authors.

Figure 12 describes the behavior of the form factor for *PV* systems with and without radiation concentrator, as a function of the open circuit voltage. It can be seen that the form factor increases with the open circuit voltage and for the system with concentrator the open voltage circuit were always greater than the system without concentrator.

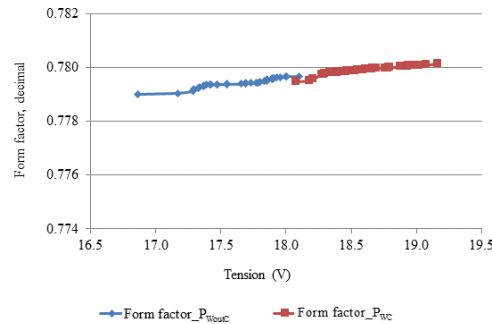


Figure 3. 12. Form factor as a function of the open circuit voltage, tension for the prototype without and with radiation concentrator.

It was noticed that the weighted average of electric energy generation increase for the system with the concentrator, P_{WC} , compared with the system without the concentrator was 31.3%. The prototype with the concentrator showed at least 30% better performance than that without the concentrator during 55.3% of the sampling period, Table 8.

Table 3. 8. Electric energy generation efficiency of the system with radiation concentrator in function of the exposure time.

Exposure time	$\eta_{P_{WC}}$ (%)
55.3% of sampling period	$\eta_{P_{WC}} > 30.0$
28.0% of sampling period	$20.0 < \eta_{P_{WC}} < 30.0$
16.7% of sampling period	$11.0 < \eta_{P_{WC}} < 20.0$
Weighted average	$\eta_{P_{WC}} = 31.3\%$

Source: Authors.

3.3.5.3. Temperature

Table 9 shows the results of the statistical analysis. The collected data were adjusted considering solar radiation equivalent to $1,000 \text{ Wm}^{-2}$. The analyses indicated that the statistical relationship between the system with and without the concentrator was not equivalent.

Table 3. 9. Statistical analysis of average values for the mean open circuit voltage, mean short circuit current and mean electric power output by the Tukey test at 5% probability, data for the prototype with the concentrator, P_{WC}, and prototype without the concentrator, P_{wc}, and prototype without the concentrator, P_{wout}, Aug/28th/2010 to sep/28th/2010.

Treatments	Mean open-circuit voltage (V)	Mean short-circuit current (A)	Mean power output (W)
P _{WC}	19.830 a	0.396 a	7.857 a
P _{WoutC}	19.933 a	0.298 b	5.591 b

Note: The results followed by the same letter, aa or bb, indicate that the parameters are not statistically different according to Tukey's test at 5% probability. Source: [9]; Authors.

In general, in all tests according to the collected data, voltage in the P_{WC} compared with the P_{WoutC} indicated small variations, while the measured P_{WC} short-circuit current was always higher (Table 9). This indicates that the performance of the photovoltaic system with the radiation concentrator obtained better results than the prototype without the concentrator [18].

The voltage in prototype P_{WC} , compared with P_{WoutC} , was 0.5% lower (Table 9), indicating no statistical difference by Tukey's test at 5% probability.

The effects of solar radiation and natural convection [33, 34] were those which most influenced heat transmission in the system with the concentrator:

- solar radiation absorbed by the *PV* module (with a seasonal performance, dependent upon *PV* module inclination angle);
- project geometry, in this case, V type concentrator integrated with the *PV* module;
- prototype orientation to facilitate cooling;
- ambient temperature; and
- wind speed, among other factors.

Thus, in a stationary state, the air flow induced through the channel is controlled by the balance between the pushing force and the opposite force [20].

The average wind speed was lower than 2.0 m s^{-1} , therefore ideal for realization of the experiments according to [28].

When the maximum temperature of prototype P_{WC} was compared with P_{WoutC} , a significant difference was noticed between averages by the t-test at 5% probability. It is highlighted that during field tests the maximum value for the temperature observed in prototypes with the concentrator was $64 \text{ }^\circ\text{C}$, while the average ambient temperature for the city of Vicoso in this period peaked at $33 \text{ }^\circ\text{C}$.

The average temperatures in the prototypes were:

- $3 \text{ }^\circ\text{C}$ higher in the front part of the *PV* modules of the prototypes with concentrators, P_{WC} , than in P_{WoutC} ;
- $26.2 \text{ }^\circ\text{C}$ lower on the concentrators than on the *PV* modules of P_{WC} ; and
- $0.31 \text{ }^\circ\text{C}$ higher on the back of the prototype P_{WC} than on the back of P_{WoutC} .

The temperature of the *PV* modules and their distribution in prototypes were observed and measured by a Flir therm-graphic camera (Flir Systems, Boston, MA, USA). Figure 13 illustrates one of these measurements. Temperature distribution allowed for analysis of possible hot-spots in the prototypes, where in this case it was noticed that the central region of the *PV* modules reached the highest temperatures.

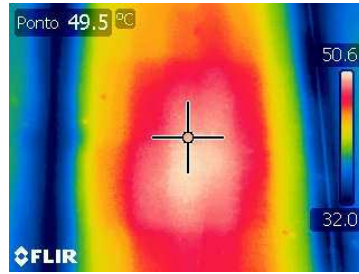


Figure 3. 13. Thermal image of one of the *PV* module systems with radiation concentrator during the tests (units in °C).

In this case, the measured temperature values in the concentrators were lower than the temperature in the *PV* modules, indicating that there was no heat transfer from concentrators to *PV* modules. Such result suggests that the air flow through the concentrator channels cool the *PV* system with concentrators.

The conversion efficiency of solar radiation into electric energy was determined according to [34] as a function of the ambient and the generator temperature using silicon cells, Equation (5).

Table 10 shows simulated efficiency values of *PV* prototypes without concentrators, P_{WoutC} , and with concentrators, P_{WC} , with regards to reference and measured temperature values. The reference conversion efficiency was considered for the temperature of 25°C.

Table 3. 10. Temperature influence in the module's efficiency for prototypes with and without radiation concentrators.

<i>Prototype</i>	Average T_{Module} (°C)	η (%)
P_{WoutC}	49.20	10.43
P_{WC}	52.20	10.27

Note: $\eta_{ref} = 11.70\%$; $\beta = 0.0045\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ and $T_{ref} = 25^{\circ}\text{C}$, Equation (5).

Source: [9, Authors].

It is emphasized that not only are the mean temperatures of systems with concentrators higher, but the non-uniformity of temperatures in the *PV* modules also contributed to reduced efficiency of the studied prototypes when compared with the manufacturer data.

In general, the main disadvantage of solar radiation concentration is the increase operating temperature of the module, which results in reduced efficiency. Generated heat must be dissipated so there are not significant decreases in the open-circuit voltage (V_{oc}). Losses can lead to a reduction in magnitude of the component V versus I , characteristic equation with approximations for silicon modules of $0.30\%/^{\circ}\text{C}$ to $0.50\%/^{\circ}\text{C}$. There occurs an increase in series resistance of the cell, leading to ohm losses, and reductions in power, efficiency and the form factor. The effects are obviously dependent on the solar radiation concentration factor utilized [34, 35].

A study on series resistance of the *PV* modules is very important to evaluate system performance, as well as to understand the relationship with current density, J_0 , dependent on the solar cell characteristics which are dependent on several physical parameters, such as diffusion coefficient of electrons in semiconductors, lifespan of minority loads, density of intrinsic loads and others [9].

In this study neither the test to evaluate the influence of series resistance on the short circuit current or the assay to analyze the influence of radiation concentration on system degradation have been carried out.

Table 11 presents the measured and estimated values for current density calculated using Equation (11).

Table 3. 11. Measured values for current density.

Prototype	Current density (mA cm ⁻²)
P_{WC}	0.6818
P_{WoutC}	0.5130
Manufacturer data	0.5337

Source: [17]; Authors.

The results shown in Table 11 indicate an increase in short-circuit current density in the prototype with the concentrators. This was due to a higher value for current measured during the tests when compared with the prototype without concentrator. Thus, it was noticed that the system with the concentrators did not cause accelerated degradation during the observed period.

3.3.6. Irradiation in the selected cities and photovoltaic systems with concentrators

Results obtained indicated that when using the concentrators with cooling consisting of a continuous metal plate and radiation concentration factor of approximately two, nearly the same efficiency was obtained for the systems without concentrators and those with concentrators when the mono-crystal silicon solar cell area was reduced by 33.5%, corroborating the results obtained in the present study [18]. The present study, on the other hand, worked with photovoltaic modules and not with cells, furthermore, simulated the behavior for different latitudes and cloud rates from those cited in [18].

Figure 14 shows the global solar irradiation on the PV solar prototype with (P_{WC}) and without radiation concentrators (P_{WoutC}) for Vicosa city (MG, Brazil) [36, 37]. Viçosa, MG, Brazil has the following geographical coordinates: latitude 20° 28'21"S and 42° 52'54" W. It was noticed that the global solar irradiation for the prototype with the concentrators (P_{WC}) are higher than those for the prototype without concentrator (P_{WoutC}).

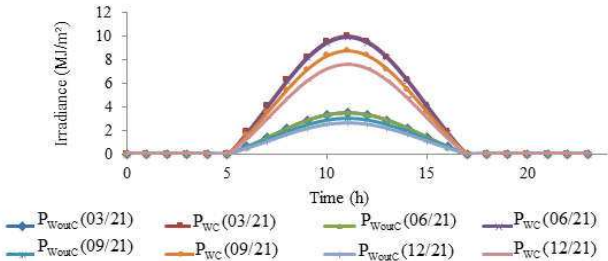


Figure 3. 14. Global solar irradiation on the PV solar prototype with (P_{WC}) and without radiation concentrators (P_{WoutC}) for Vicosa city (MG, Brazil). **Source:** [36, 37].

Table 12 contains geographical coordinate, latitude, longitude and altitude, as well as the global irradiation maximum values, data from 1991 to 2010 data for the cities of Vicosa (Brazil), New York (USA), Belo Horizonte (Brazil) and Florianopolis (Brazil), which receive different solar irradiation intensities. The objective was to identify performance variations in systems with the radiation concentrator at different geographical locations [36, 37, 38].

Table 3. 12. Geographical location of selected cities and maximum global irradiation values.

City	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Global irradiation maximum values, data from 1991 to 2010 (MJ m ⁻² day ⁻¹)
Vicosa, Brazil	20.75 S	42.88 W	648	7.57
Belo Horizonte, Brazil	19.92 S	43.94 W	858	6.93
New York, USA	40.71 N	74.00 W	10	4.07
Florianopolis, Brazil	27.60 S	48.55 W	3	4.45

Source: [36, 37, 38].

Figure 15 illustrates global solar irradiation incident on the PV solar system (Equation 4) for the selected cities, on the solstice day (December 21) [36, 37, 38].

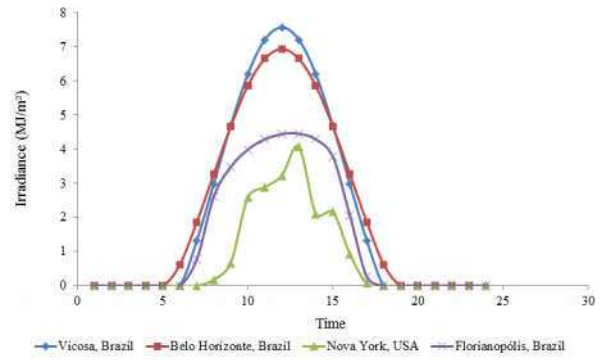


Figure 3. 15. Global solar irradiation on the PV prototype with solar radiation concentration of approximately two (PWC), in Vicosa, Belo Horizonte, Florianopolis, Brazil and New York, USA, on December 21. **Source.** [36, 37, 38].

It is noted in Figure 15 that the maximum irradiance measured in New York was around 4 MJ m⁻², which is about half the value for the cities of Vicosa or Belo Horizonte. Therefore, a radiation concentration ratio of around two, i.e., two suns in New York may have similar effect on the photovoltaic module, absorber, as the same *PV* module located in the cities of Vicosa or Belo Horizonte, Brazil. Nevertheless, further studies are required since local conditions may also affect system performance. Among the parameters that may influence system performance are: radiation attenuation, clarity index and local temperature.

The direct irradiance on prototypes with and without concentrator, for the studied cities, i. e. Vicosa, Belo Horizonte, Florianopolis and New York, are show on Figures 16 and 17, [36]. It can be noted by analyzing the Figures 16 and 17 that the average gain of direct irradiance on the PV module by the use of the radiation concentrator were around 2.6 times higher for the cities studied. It was considered in this analysis, the average days, direct irradiance intermediate values between periods with and without cloudiness (Figure 16) and the clear days (Figure 17).

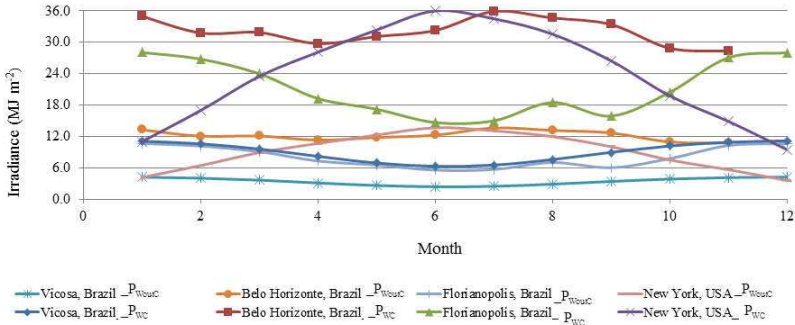


Figure 3.16. Direct normal irradiance the cities of Vicosa, Belo Horizonte, Florianopolis and New York with and without solar radiation concentrator, for average days.
Source. [36], 2015.

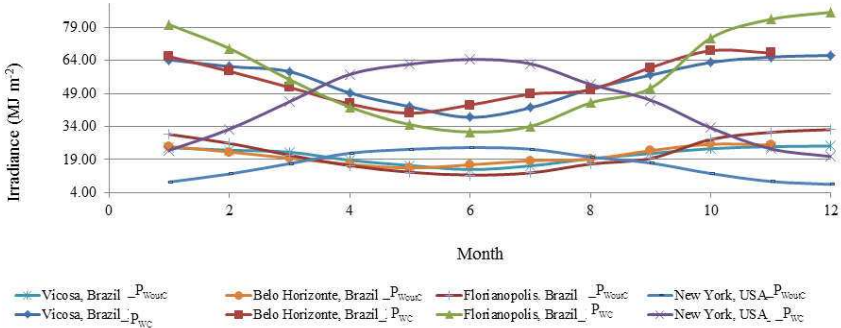


Figure 3.17. Direct normal irradiance the cities of Vicosa, Belo Horizonte, Florianopolis and New York with and without concentrator of solar radiation, for clear days.
Source. [36], 2015.

It was concluded that in some regions the use of solar energy concentration mechanisms on the PV prototype may have better performance than in others. Thus the

use of a radiation concentrator should be considered as an option for conversion of solar radiation into electric energy since it promotes cost reduction of the system, since it allows for use of a smaller area of *PV* modules which is one of the costliest system components, but such systems require greater area.

The optical system of low solar radiation concentration for photovoltaic systems can attend isolated regions for solar electricity generation, considering that they do not require solar trackers, are inexpensive in relation to high concentration systems and the cost of modules, and they provide an energy gain with concentration [39].

3.4. Conclusions

The purpose of this research was to contribute with information about making systems for conversion of solar energy into electric energy more economical. For this purpose, the use of flat and fixed radiation concentrators was investigated. The main conclusions of this research were:

(i) There is the influence of geographical location and climatic characteristics;

(ii) The average temperatures in the prototypes were: 3°C higher on the front of the *PV* modules of the prototypes with concentrators, P_{WC} , than in the prototypes without concentrators, P_{WoutC} ; 26.2°C lower on the concentrators than in the *PV* modules of *PWC*; and 0.31°C higher on the back of the prototype *PWC* than on the back of P_{WoutC} . This was not expected. It is believed that passive cooling depends on the geometry of concentrator, *V*-trough;

(iii) The photovoltaic concentrator systems require a larger area for installation, which is around three times larger than the area for the system without concentrators. Thus, one can obtain a reduction in the initial cost, since the required area of the *PV* modules is around 31.3% smaller in systems with radiation concentrator, than in the ones without it.

For future studies it is suggested: (i) to investigate the degradation of systems with concentrators regarding temperature increase and geographical location; (ii) to evaluate energetically and economically, the possibility of selling excess energy in micro grids and to the electric power system; (iii) to evaluate aesthetic and architectural aspects of radiation concentrators when used on building facades and rooftops; (iv) to evaluate application in hybrid systems, combining one or more energy sources, such as:

PV, wind, diesel, biogas, hydraulic or thermal; (v) to evaluate the influence of time of use rates on economic analysis of the use of solar concentrators with and without batteries, and finally; (vi) to evaluate the use of solar trackers with low solar radiation concentration systems.

Acknowledgments

The authors would like to thank Research Support Foundation of Minas Gerais and National Council for Scientific and Technological Development for their financial support.

Author Contributions

This paper is part of the first author's research conducted at the Federal University of Vicosa, Vicosa, Minas Gerais, Brazil. This research was supervised and co-supervised by the corresponding author and the remaining authors, respectively.

Conflicts of Interest

This work there is no conflicts of interest.

References

1. Kaldellis, J.K., D. Zafirakis, E. Kondilli. Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **2010**, 32, 1, 24-36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.06.013>.
2. IEA - International Energy Agency. Technology roadmap solar photovoltaic energy. Available online: <http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf>. Accessed at: April 20, **2014**.
3. M.D. Bazilian; F. Leenders; B.G.C. Van Der Ree, D. Prasad. Photovoltaic cogeneration in the built environment. *Solar Energy*, **2001**, 71, 1, 57-69. [http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(01\)00005-6](http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(01)00005-6).
4. F.M. Martins, P.A.V. Oliveira. Economic analysis of the generation of electric energy from biogas in pig production. *Agricultural Engineering (online)*, **2011**, 31, 3, 477-486. <http://dx.doi.org/10.1590/S0100-69162011000300008>.
5. H. Resk; A.H.M. EL-Sayed. Sizing of a stand alone concentrated photovoltaic system in Egyptian site. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **2013**, 45, 1, 325-330. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.09.001>.
6. J.A. Marini; L.A. Rossi. Systematization of the technical and economic sizing of isolated photovoltaic systems through specific software. *Agricultural Engineering, Jaboticabal*, **2005**, 25, 1, 67-75. <http://dx.doi.org/10.1590/S0100-69162005000100008>.

7. L.R.A. Gabriel Filho; D.S. Viais Neto; C.P. Cremasco, O.J. Seraphim, F.L. Caneppele. Mathematical analysis of maximum power generated by photovoltaic systems and fitting curves for standard test conditions. *Agricultural Engineering*, **2012**, 32, 4, 650-662. <http://dx.doi.org/10.1590/S0100-69162012000400004>.
8. MME - Ministério de Minas e Energia - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2012. Available online: < http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf >. Accessed at: December 5, **2014**.
9. A. Luque. S. Hegedus. Handbook of photovoltaic science and engineering, 2nd ed.; Publisher: John Wiley & Sons, England, **2003**; 1179.
10. N. Sarmah, B. S. Richards; T. K. Mallick. Design, development and indoor performance analysis of a low concentrating dielectric photovoltaic module. *Solar Energy*, **2014**, 103, 390-401. doi:10.1016/j.solener.2014.02.029
11. D. Chemisana. Building Integrated Concentrating Photovoltaics: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 1, 603–611, **2011**. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.017>.
12. R. Winston; J. C. Miñano; P. Benítez. *Nonimaging Optics*. Elsevier Academic Press, **2005**, 509 p.
13. J.M. Kim; P.S. Dutta. Optical efficiency–concentration ratio trade-off for a flat panel photovoltaic system with diffuser type concentrator. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **2012**, 103, 35–40. doi:10.1016/j.solmat.2012.04.012.
14. J.C. Chaves. *Introduction to nonimaging optics*. **2008**, p.560. CRC Press, United States of America.
15. A. Rabl. Comparison of solar concentrators. *Solar Energy*, **1975**, 18, 2, 93-111. doi:10.1016/0038-092X(76)90043-8.
16. J. Cronemberger, E. Caamaño-Martín; S.V. Sánchez. Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes_ Making the case for Brazil. *Energy and Buildings*, **2012**, 55, 264-272. doi:10.1016/j.enbuild.2012.08.044.
17. Kyocera – Solar do Brasil. Available online: <<http://www.kyocerasolar.com.br>>. Accessed at: February 5, **2015**.
18. C.S. Solanki; C.S. Sangani; D. Gunashekar, G. Antony. Enhance heat dissipation of V-Trough modules for better performance. Elsevier, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, **2008**, 92, 12, 1634-1638. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2008.07.022>
19. K.D. Mannan; R.B. Bannerot. Optimal geometries for one and two faceted symmetric side wall booster mirrors. *Solar Energy*, **1978**, 21, 5, 385-391. doi:10.1016/0038-092X(78)90170-6.
20. L.W. Florschuetz. Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. *Solar Energy*, **1979**, 22, 4, 361-366. [http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90190-7](http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(79)90190-7).
21. Lucchi - Componentes para sistemas de iluminação e alumínio especiais. Available online: < <http://www.lucchi.com.br/>>. Accessed at: June 16, **2015**.

22. Campbell Scientific. Available online: <<https://www.campbellsci.es/cmp3-especificaciones>>. Accessed at: June 15, **2015**.
23. Flir Systems. Available online: <<http://www.flir.com.br/home/>>. Accessed at: June 16, **2015**.
24. Cotergavi – Medição e instrumentos de controle. Available online: <<http://www.cotergavi.com.br/>>. Accessed at: June 16, **2015**.
25. R. Tang; X. Liu. Optical performance and design optimization of V-trough concentrators for photovoltaic applications. Elsevier, Solar Energy, **2011**, 85, 9, 2154–2166. doi:10.1016/j.solener.2011.06.001.
26. J.M. Kim, P.S. Dutta. Optical efficiency–concentration ratio trade-off for a flat panel photovoltaic system with diffuser type concentrator. Solar Energy Materials and Solar Cells, **2012**, 103, 35–40. doi: 10.1016/j.solmat.2012.04.012.
27. R. Kuang; Y. Wu; J. Zheng, C. Ye, X. Zhang. Analysis of optical properties and geometrical factors of linear deflection surface concentrators. Solar Energy Materials and Solar Cells, **2014**, 121, 53–60. doi: 10.1016/j.solmat.2013.10.029.
28. L.V.B. Machado Neto. Characterization of photovoltaic generators and development of a maximum power point tracking for stand-alone systems applied to rural electrification. PhD Thesis (PhD). Federal University of Vicosa. Vicosa, Minas Gerais, Brazil, **2006**, 199.
29. C.V.T. Cabral; D. Oliveira Filho; A.S.A.C. Diniz; J.H. Martins; O.M. Toledo; L.V.B. Machado Neto. A stochastic method for isolated photovoltaic system sizing Energy Solar, **2010**, 84, 9, 1628-1636. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.06.006>.
30. E. Skoplaki; A.G. Boudouvis. J.A. Palyvos. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. Solar Energy Materials and solar Cells, **2008**, 92, 11, 1393-1402. Elsevier. doi:10.1016/j.solmat.2008.05.016.
31. M. Vásquez; I. Rey-Stolle. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. **2008**. Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com). doi: 10.1002/pip.825.
32. D.C. Jordan; S. R. Kurtz. Photovoltaic degradation rates — an analytical review. NREL - National Laboratory of the U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC, **2012**.
33. J.K. Tonui; Y. Tripanagnostopoulos. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. Solar Energy, **2007**, 81, 4, 498-511. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2006.08.002>.
34. L. Tan; X. Ji; M. Li; C. Leng; X. Luo; H. Li. The experimental study of a two-stage photovoltaic thermal system based on solar trough concentration. Energy Conversion and Management, 86, **2014**, 410–417. doi:10.1016/j.enconman.2014.05.029.
35. A. Zahedi. Review of modelling details in relation to low-concentration solar concentrating photovoltaic. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, 3, **2011**, 1609-1614. doi:10.1016/j.rser.2010.11.051
36. Swera - Solar Solar and Wind Energy Resource Assessment. Available at:<<http://en.openei.org/wiki/SWERA/Data>>. Accessed on: June 06, **2014**.

37. Soda – Solar Energy Services for Professionals. Available at: <<http://www.soda-is.com>>. Accessed on: June 06, **2014**.
38. National solar radiation database. Available at: <http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1991-2010/>. Accessed on: June 06, **2014**.
39. I.P. Santos; R. R  ther. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. Elsevier, Energy and Building, **2012**, 50, 290-297. doi:10.1016/j.enbuild.2012.03.052.
40. ANEEL _ Electrical Energy State Regulatory Agency. Available online: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>> Accessed at: April 13, **2015**.
41. Investing.com_ Available online: <<http://br.investing.com/commodities/carbon-emissions-streaming-chart>>. Accessed at: April 13, **2015**.

Capítulo 4

Análise da degradação no ciclo de vida de sistemas solares fotovoltaicos com concentradores planos e fixos da radiação solar

Resumo: Os estudos e testes experimentais validando o desempenho e o ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos tem garantido a confiabilidade na tecnologia e estimulado o mercado a prospectar lucros com a energia alternativa e renovável. O estudo dos processos de degradação do sistema, associados com sistemas óticos de concentração a fim de promover a redução dos custos iniciais com o sistema fotovoltaico foram a motivação deste trabalho. Utilizaram-se duas tecnologias distintas: monocristalina e policristalina. Foram construídos protótipos para baixa concentração da radiação solar, próximo de dois, em modelos tipo V e tipo W. Os protótipos foram expostos ao campo e à radiação UV, para envelhecimento precoce e para comparação. Foram realizadas análises das características elétricas dos módulos antes e depois do período de exposição de cerca de 562 dias sob UV, equivalendo-se a pelo menos 18.7 anos de exposição em campo. A degradação, após os ensaios, para a tecnologia monocristalina variou entre 14 e 16% e para a tecnologia policristalina entre 15 e 19%. Observaram-se variações da resistência *shunt*, R_{sh} , levando a reduções da V_{ca} e conseqüentemente pequenas reduções dos valores do fator de forma, F_F , levando a diminuições da eficiência do sistema, η . A inspeção visual antes e depois dos ensaios permitiu verificar que não houve danos

físicos aos protótipos, não se detectou a delaminação e o descoloramento, quebras ou fissuras no vidro de proteção na parte da frente dos módulos, pontos quentes ou bolhas e perdas de adesão, a caixa de conexão permaneceu intacta e sem defeitos.

Palavras Chave: degradação fotovoltaica, concentração, análise de ciclo de vida, envelhecimento acelerado.

4.1 Introdução

O estudo da degradação dos módulos fotovoltaicos tem sido desenvolvido a fim de prevenir e reduzir as perdas de eficiência em longo prazo. Para a análise de seu desempenho e de sua vida útil é necessário estudar a tecnologia envolvida no processo de produção das células fotovoltaicas e compreender os elementos que levam à sua degradação.

O mercado fotovoltaico oferece várias tecnologias, tais como o grupo das células convencionais: células de silício monocristalino e de silício policristalino; o grupo dos filmes finos: as células de silício amorfo e as células do composto binário, que compõem o grupo III-IV da tabela periódica dos elementos, disseleneto de cobre e índio (CIS), de índio e gálio (CIGS) ou de telureto de cádmio (CdTe), as de arseneto de gálio (GaAs), e as do composto ternário, como, por exemplo, dissulfeto de cobre e índio (CuInSe₂); e as células de multijunção (BOLTON, 1983; KAZMERSKI, 1997, 2006; GREEN, 2003; PARIDA et al, 2011).

A escolha do tipo de tecnologia a ser utilizada é dependente das características óticas de cada uma, do seu *band gap*, do seu coeficiente de absorção ou sua resposta espectral associada com suas propriedades eletrônicas, que indicarão o seu rendimento (MANZANARES, 2008).

A garantia fornecida pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos está baseada na análise do ciclo de vida do sistema com dados coletados de módulos expostos em campo, por um período de aproximadamente 25 anos.

A degradação causada pela variação da temperatura, da umidade, da irradiação e por choques mecânicos nos módulos, leva à corrosão, à delaminação e/ou perda de propriedades de extensibilidade do encapsulante, ao descoloramento do encapsulante, à ruptura e à quebra das células, à formação de pontos quentes, às falhas de aterramento, falhas nas conexões do módulo, na caixa de junção, na fusão da solda, do diodo de *bypass*, às falhas estruturais e à formação de arco voltaico. A radiação UV, porém,

provoca o maior fator de degradação, danificando o encapsulante do módulo e sua transmitância, reduzindo assim, as características da corrente de curto circuito (MURATA et al., 2003; LIN e CARLSON, 2011, JORDAN e KURTZ, 2012; NDIAYE et al., 2013).

Pesquisas indicam os principais tipos e percentuais de degradação, como as causadas por fendas e fissuras (8%), pela descoloração (12%), por quebras e rupturas (19%), pela corrosão (19%) e pela delaminação (42%), diagnosticando-se o que ainda pode ser feito para manter a qualidade e a durabilidade do módulo (NAP, 2002; CHANGWOON et al, 2012; LIMA, 2013).

O estudo da degradação de sistemas fotovoltaicos por meio da incidência de UV é uma alternativa para avaliação da frequência, da velocidade de evolução e do grau de impacto causado pelos elementos causadores da sua mortalidade infantil, potencializados pela concentração de energia, ao longo do tempo (PREGELJ et al., 2000).

Utilizam-se, assim, testes de estresse acelerado para potencializar os vários tipos de falhas que ocorrem *outdoor*. Os testes UV permitem duplicar e avaliar falhas que ocorrem com o sistema em campo: falhas de delaminação, de perda de adesão e elasticidade do encapsulante, de descoloração e degradação da parte de trás (*backsheet*), de falhas a terra e da degradação ótica. Os testes por meio do uso de lâmpada ultravioleta promovem o envelhecimento acelerado de materiais, e não alteram os meios de degradação, além de tornar possível a repetição e a reprodução controlada dos fatores de estresse (RUIZ, 2003).

A concentração de radiação solar sobre os módulos fotovoltaicos ou células solares a fim de aumentar o rendimento da produção de energia elétrica se faz com o uso de lentes (Fresnel) ou de espelhos integrados ao sistema, utilizados para baixa, média ou alta concentração. As células de alta eficiência, para alta concentração, atingem alto nível de absorção da energia em finas camadas de silício, proporcionando um ótimo rendimento, e estabilidade na condutividade térmica em relação ao incremento da temperatura. Porém, são mais caras, pois o gálio usado é mais raro do que o ouro e o arsênico altamente tóxico, além de serem materiais não tão abundantes quanto o silício, utilizado para células com menor eficiência (BOLTON, 1983; LUQUE e HEGEDUS, 2003; MANZANARES, 2008; LI et al., 2011).

As células fotovoltaicas produzidas a partir do silício e a análise de seu uso com concentradores, para baixa concentração, em relação às outras tecnologias ainda

são um tema de estudo interessante, pois além de potencializar a produção de energia e agregar os benefícios ambientais, trazem a perspectiva de redução do custo inicial do sistema.

4.2 Objetivo geral

Analisar a degradação no ciclo de vida de sistemas solares fotovoltaicos com concentradores planos e fixos da radiação solar com o uso da técnica de envelhecimento acelerado.

Os objetivos específicos foram:

- (i) Construir protótipo de sistema solar fotovoltaico com e sem concentração da radiação solar; e
- (ii) Analisar o desempenho dos protótipos sob o envelhecimento acelerado.

4.3 Material e Métodos

O desenvolvimento das atividades relativas ao modelo experimental e a análise de dados foram realizados no Laboratório da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa, localizada na cidade de Viçosa, MG, com latitude de 20° 45' 14 S, longitude de 42° 52' 53 W e altitude de 648,74 m e no Instituto de Energia Solar, na Universidad Politécnica de Madrid, Espanha, com latitude de 40°24'59'', longitude de 03°42'09'' e altitude de 667 m.

4.3.1 Construção de protótipos

Os protótipos construídos para este estudo compunham-se de 5 módulos fotovoltaicos da marca Komaes Solar - KM[P] 5 (Ningbo Komaes Solar Technology Co., Ningbo, Província de Zhejiang, China), módulos produzidos com células policristalinas. A potência nominal de cada módulo era de 5 Wp, com área do módulo de 589 cm² (31 cm de comprimento e 19 cm de largura), contendo 36 células em série. A área de planta baixa utilizada para cada protótipo e a caracterização física do sistema está no Quadro 4.1, para os dois tipos de modelos, Modelo 1 (tipo V) e Modelo 2 (tipo M).

Quadro 4. 1: Parâmetros físicos de protótipo com e sem concentrador, tecnologia policristalina

Parâmetro	Protótipo com concentrador	Protótipo sem concentrador
Dimensão da área da célula no módulo: comprimento x largura (cm)	16,0 x 27,0	16,0 x 27,0
Número de módulos para testes	5	1
Dimensão de um módulo (cm)	31,0 x 19,0 x 2,8	31,0 x 19,0 x 2,8
Área ocupada por cada protótipo (cm ²):		
Modelo 1, tipo V	~ 1767	589
Modelo 2, tipo W	~1220	589
Massa do protótipo (módulos, e concentrador):		
Modelo 1, tipo V	~ 1,30 kg	~ 1.0 kg
Modelo 2, tipo W	~1,30 kg	~ 1.0 kg
Área do espelho do concentrador do protótipo (cm ²):		
Modelo 1, tipo V	~ 2492,5	-
Modelo 2, tipo W	~2356,0	-

Fonte: (KOMAES 2013).

Na construção dos protótipos com tecnologia monocristalina utilizaram-se 5 módulos fotovoltaicos da marca Chinaland Solar Energy - CHN5-36M (Chinaland Solar Energy, Feidong, Província Anhui, China). A potência nominal de cada módulo é de 5 Wp, contendo 36 células em série e, com área do módulo de 638,4 cm² (26,6 cm de comprimento e 24,0 cm de largura). A área de planta baixa utilizada para cada protótipo foi de 1724,82 cm², segundo descrição mostrada no Quadro 4.2, para os Modelos 1 e 2.

Quadro 4. 2: Parâmetros físicos dos protótipos com e sem concentrador, tecnologia monocristalina

Parâmetro	Protótipo com concentrador	Protótipo sem concentrador
Dimensão da área da célula no módulo: comprimento x largura (cm)	20,0 x 21,0	20,0 x 21,0
Número de módulos	5	1
Dimensão de um módulo (cm)	26,6 x 24,0 x 1,7	26,6 x 24,0 x 1,7
Área ocupada pelo protótipo (cm ²):		
Modelo 1, tipo V	2091	638,4
Modelo 2, tipo W	1625,5	638,4
Massa do protótipo (módulos, e concentrador)		
Modelo 1, tipo V	~ 1,2 kg	~ 1.0 kg
Modelo 2, tipo W	~ 1,2 kg	~ 1.0 kg
Área do espelho do concentrador do protótipo (cm ²):		
Modelo 1, tipo V	~ 1086,5	-
Modelo 2, tipo W	~2016,0	-

Fonte: (CHINALAND, 2013).

O material utilizado para construir os concentradores para os protótipos foi o alumínio anodizado especular com as seguintes especificações: espessura de 0,5 mm, reflexão total TR 2- 86%, reflexão difusa – 12% e de baixa iridescência, cada chapa

pesando 3,5 Kg e com dimensões de 1,25 x 2,5 m, da marca Lucchi (Lucchi, São Paulo, Brasil). O material para construir os espelhos côncavos utilizados em laboratório de envelhecimento precoce dos protótipos também foi o alumínio anodizado, com as características citadas anteriormente.

Foram utilizadas lâmpadas ultravioletas, Ultravitalux (300 W, 220 V), da marca Osram Light AG., que emitem apenas radiação UVA e UVB, no processo de envelhecimento acelerado dos protótipos.

Foram usados piranômetros para a medição da radiação solar global nos planos horizontal e inclinado, modelo CMP3- Pyranometer serial: 060207, com sensibilidade: $12,15 \times 10^{-6} \text{ V Wm}^{-2}$ (CAMPBELL SCIENTIFIC; NY, USA) com banda de frequências do espectro de luz entre 310 e 2800 nm.

Na determinação dos sinais de corrente e tensão dos geradores, com e sem iluminação, foi utilizado como carga um potenciômetro (100 Ω), marca Eletele Indústria de Reostatos e Resistências para a variação de carga do gerador sob ensaio – protótipo com concentrador (P_{CC}) e sem concentrador (P_{SC}).

Na determinação da curva característica no escuro e com iluminação foram utilizados multímetros da marca Minipa do Brasil, modelo ET 1100 e ET 2076A/ET 2231^a Para a geração de pontos de corrente variável, utilizou-se uma fonte bipolar, marca Minipa do Brasil MPL 1305M, com saída variável para tensão e corrente de respectivamente 0 ~ 32 V e 0 ~ 5 A.

Os equipamentos LR-7520 (A/R/AR), marca LR (LRI, Pouso Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil) e M-7018Z (ICP DAS CO., Califórnia, USA) foram usados para a aquisição de dados elétricos.

A temperatura nos concentradores, na parte de trás dos módulos e a temperatura ambiente também foram medidas por meio de termopares tipo T ((+) / (-) Cobre/Cobre-Níquel - 180 a 370 °C) (Contemp Ind. Com. Serv.).

Foram utilizados dois tipos de modelos de concentrador, o Modelo 1, tipo V, descrito no Capítulo 2 e o Modelo 2, tipo W, desenvolvido com modificações a partir de trabalho proposto por Meyer et al. (2012). A Figura 4.1 ilustra o Modelo 2, tipo W.

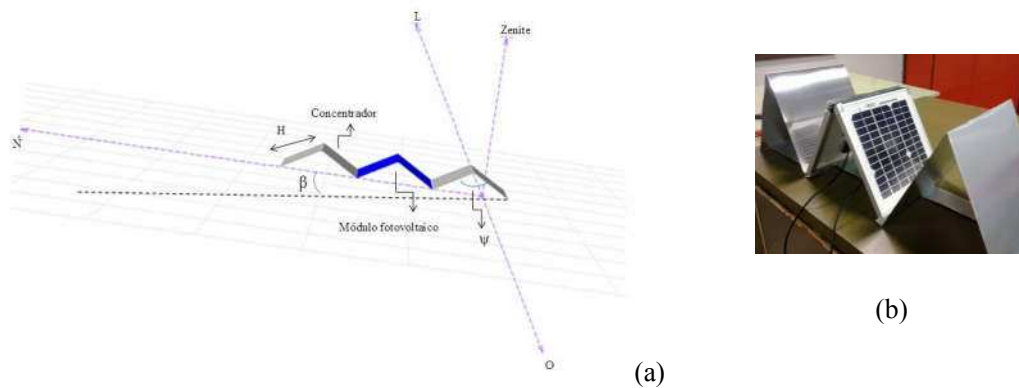


Figura 4. 1: (a) Croqui do concentrador com o módulo fotovoltaico, tipo W; (b) imagem do protótipo tipo W no laboratório.

As dimensões dos protótipos para os Modelos 1, tipo V e Modelo 2, tipo W são indicadas nas Figuras 4.2 e 4.3 Apenas um protótipo para cada tecnologia seguiu o padrão do Modelo 2, tipo W, em ambos os locais: laboratório e campo.

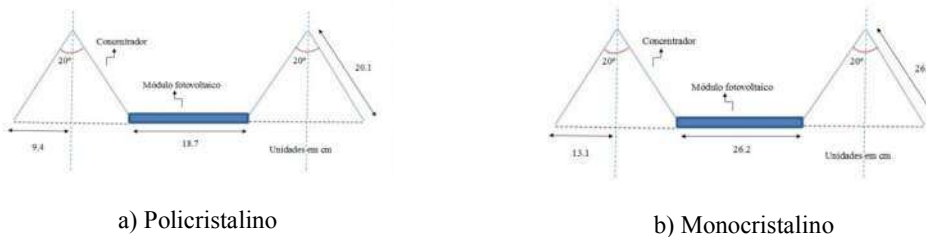


Figura 4. 2: Dimensões dos protótipos com concentradores para as tecnologias, policristalina e monocristalina, Modelo 1, tipo V.

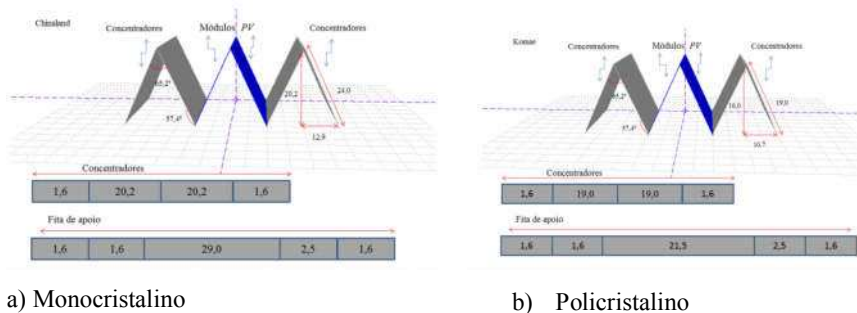


Figura 4. 3: Dimensões dos protótipos com concentradores para as tecnologias policristalina e monocristalina, Modelo 2, tipo W.

4.3.2 Metodologia de avaliação da degradação

Delineamento Experimental

Os módulos utilizados no experimento foram inicialmente inspecionados, para avaliação de avarias ou falhas. Em seguida foram construídos 10 protótipos para cada uma das tecnologias: monocristalina e policristalina. Um conjunto com 5 protótipos de cada tecnologia e seu respectivo módulo de referência foi instalado em uma sala reservada, sob luz UV. Outro conjunto foi fixado em campo e, exposto à radiação solar.

Foram construídos espelhos côncavos de distância focal de 0,5 m, utilizando alumínio anodizado. Os módulos com e sem concentrador, para as duas tecnologias, foram dispostos sob o espelho côncavo, assim como a lâmpada ultravioleta, posicionada em seu foco, com a finalidade de proporcionar iluminação uniforme em todos os protótipos, que ficaram expostos à radiação ultravioleta por um período de cerca de 562 dias, Figura 4.4.

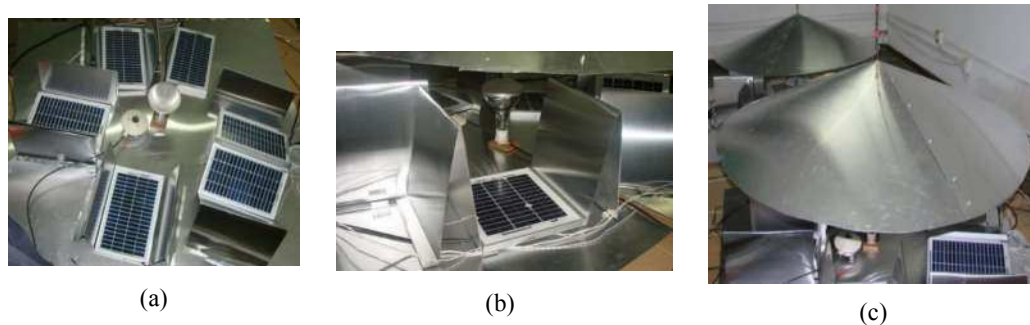


Figura 4. 4: Disposição dos protótipos em ambiente isolado, climatizado e com iluminação UV para envelhecimento acelerado: (a) vista de cima, tecnologia policristalina; (b) vista lateral, tecnologia monocristalina, Modelo 1, tipo V; (c) visão dos protótipos sob os espelhos côncavos.

Aquisição de dados

O conjunto de protótipos expostos à radiação UV foi monitorado por meio de instrumentação para avaliar o desgaste do sistema durante o processo de envelhecimento acelerado dos protótipos.

Desenvolveu-se programa utilizando linguagem C++ a fim de registrar os dados coletados, obtendo diretamente da comunicação serial os valores medidos, processando-os para convertê-los nas escalas corretas e, armazenando-os. Foram medidas as seguintes grandezas: (i) temperatura, (ii) radiação ultravioleta, (iii) corrente elétrica, (iv) tensão elétrica - em relação aos módulos; e (v) temperatura ambiente do

local reservado para a realização do experimento, mantida sob controle para que não atingisse valores acima de 60 °C, de acordo com normas da IEC 61215 e Victoria et al. (2013).

As medições de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, temperatura e radiação foram realizadas e, foi desenvolvido um sistema eletrônico para sua coleta e armazenamento. O sistema usou termopares para medir a temperatura, um sensor de efeito *hall* para medir valores de corrente, dois piranômetros, relés, um micro controlador PIC 16f628, um modulo ICP COM M7018Z, um ICP DAS Dn1822 e um módulo de comunicação LR COM LR7520 para compatibilizar a comunicação RS232 em um protocolo compatível com o microcomputador utilizado.

As medições de corrente de curto-circuito e de tensão de circuito aberto representam duas situações antagônicas, desta forma utilizou-se uma estratégia com relés, ilustrado na Figura 4.5. No circuito projetado o relé *V/I* serve para comutar o curto e a abertura do circuito, dessa forma é aberta uma janela de um minuto e quinze segundos para cada medição de tensão e, o mesmo para cada medição de corrente. Os outros relés foram utilizados para selecionar qual dos seis módulos de cada tecnologia estaria sendo avaliado. Assim, foram necessários 15 minutos para cada ciclo de medição.

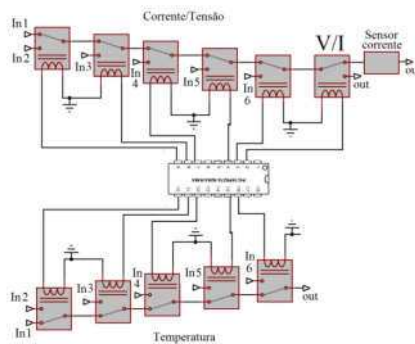


Figura 4. 5: Esquema de sistema de aquisição de dados para envelhecimento precoce.

Para sincronizar o chaveamento e controlar os tempos foi utilizado um microcontrolador, trabalhando com a frequência de 20 MHz e foi configurado para operar com duas frequências de interrupções:

- i) a cada 1'15'': para controlar a comutação corrente/tensão, e
- ii) outra a cada 2'30'': para intercalar os relés.

A Figura 4.6 ilustra o sistema de aquisição de dados em operação utilizado e a janela do sistema supervisorio.

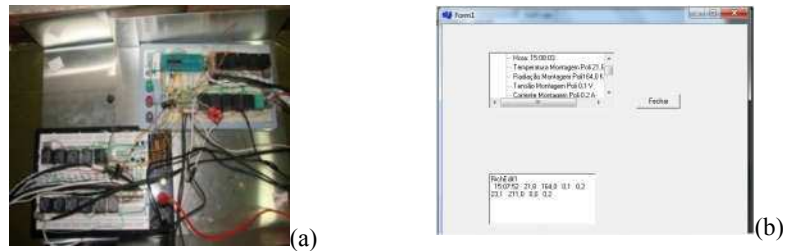


Figura 4. 6: a) Sistema de aquisição de dados, b) Supervisorio.

Procedimento experimental

As seqüências de ensaios recomendadas foram baseadas na norma IEC 61215, além de outras normas complementares, como a IEC 61345 e a 62108. Tais procedimentos permitiram determinar as características elétricas, mecânicas e térmicas dos módulos *CPV* (concentrador fotovoltaico, PV) e as montagens, mostrando como são capazes de suportar a exposição prolongada em diferentes condições climáticas.

Os protótipos ficaram sob irradiação solar, em campo (*outdoor*), por um período de 6 meses. Para avaliação da degradação, os protótipos ficaram expostos à radiação ultravioleta por um intervalo de tempo de seis meses, período entre 01/2014 até 07/2014.

As condições estabelecidas, *Condiciones Estándar de Medida (CEM)* para realização dos procedimentos, foram 1000 Wm^{-2} de irradiância incidindo perpendicularmente sobre sua superfície, um espectro de radiação solar global de AM1,5 e uma temperatura de operação das células equivalente à $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (CAAMAÑO et al., 1999; MACHADO NETO, 2006). Para determinação do momento de coleta de dados dos ensaios, em campo, foi calculada a hora em que a massa ótica de ar era igual a 1,5, para diminuir a influência da distribuição espectral da radiação solar incidente na superfície absorvedora nos resultados. Utilizou-se o Programa SunPlot 3D, que faz parte do pacote Solar Design Studio 5.0[®] da Maui software[®] (Maui Solar Energy Software Corporation, Gaithersbur, Maryland, USA). Os dados de entrada para determinar a hora solar, o azimute e a inclinação do protótipo em relação ao plano horizontal para a realização dos ensaios foram o mês e ano de realização dos ensaios, a latitude, a longitude da localidade.

Foram determinadas as curvas características de corrente em função da tensão (I-V) e potência em função da tensão (P-V), por meio dos dados coletados, utilizando-se um potenciômetro (100 Ω), multímetros e sensores de radiação global (piranômetro) (MACHADO NETO, 2006).

A partir dos dados coletados em campo, determinaram-se os parâmetros característicos dos protótipos para comparação com os dados dos protótipos expostos à radiação ultravioleta, objetivando avaliar a qualidade e o desempenho dos mesmos.

Os protótipos com concentrador, P_{cc} , e sem concentrador, P_{sc} , ficaram em ambiente reservado para exposição de radiação ultravioleta sem prejuízo à saúde da equipe envolvida no trabalho.

Levando-se em conta os efeitos temporais em função da quantidade de energia incidente, E , da potência, P , do comprimento de onda, λ , do tempo de exposição exigido, t_{ex} , do tempo equivalente, t_{eq} , e da massa ótica de ar, AM1,5. Seguiu-se os seguintes critérios para avaliação do tempo de exposição à radiação UV, de acordo com trabalhos de Victoria et al. (2013); Kempe et al (2009); Kempe (2010); McIntosh et al. (2011) e nas normas IEC 61215 e 62108:

- i. Os protótipos foram mantidos sob valores de temperatura controlados, para que não fossem superaquecidos ou atingissem valores maiores do que 60 ± 5 °C durante o período de exposição à baixa concentração e à UV;
- ii. Considerou-se que a cada 30 dias sob a luz UV correspondem a um ano de exposição em campo, de acordo com Victoria et al. (2013);
- iii. De acordo com a norma IEC 62108, 50 kWh m^{-2} sob 400 nm equivalem a 181 dias de exposição em campo, levando-se em conta que o nível de incidência da radiação UV sem concentração da radiação solar.

Foram realizados ajustes para as *CEM* da curva medida nos testes com os sistemas em operação em campo sob iluminação natural devido às variações ocorridas pela localização geográfica das condições climáticas e com os valores medidos em laboratório sob lâmpadas UV como fonte de luz contínua (CAAMAÑO et al., 1999; LUQUE e HEGEDUS, 2003; HERNÁNDEZ, 2004).

Curva característica sob iluminação

A determinação da curva característica sob iluminação natural foi feita com céu limpo e sem nuvens, sob condições meteorológicas estáveis, utilizando-se metodologia simplificada sugerida por Caamaño et al. (1999), Luque e Hegedus (2003), Cabral et al. (2010) e as normas IEC: 60891,60904-1, 60904-2, 60904-5, 60904-9, 61853, para o ajuste na correção da curva medida. O procedimento experimental e os critérios adotados foram:

1. Conectaram-se, em série, os módulos e um potenciômetro. Foram medidas a corrente e a tensão gerados, bem como a radiação solar; e
2. Para valores da resistência do potenciômetro, de 0 a 100 Ω variando de 10 em 10 Ω registraram-se os valores de corrente e tensão;

Os dados coletados foram analisados quando:

- i) A fração difusa da irradiância global sobre a superfície horizontal foram menores do que 20% da global, i. e., $D(0) < 0,2 G(0)$; e
- ii) A velocidade de vento considerada de valores moderados foram no intervalo entre: $1 \leq v_v (\text{m s}^{-1}) \leq 8$.

Nas equações descritas a seguir o *, asterisco, significa que os dados estão nas condições padrões de medida, *CEM*.

A determinação da irradiância efetiva (G_{ef}) incidente sobre o módulo, em que I_{cc} equivale ao valor da corrente de curto circuito medida foi calculada por meio da Equação (4.1):

$$G_{ef} = G^* \frac{I_{cc}}{I_{cc}^*} \quad (4.1)$$

em que:

- G^* — Irradiância de referência, Wm^{-2} ;
- G_{ef} — Irradiância de normalizada efetiva, Wm^{-2} ;
- I_{cc} — Corrente de curto circuito, A; e
- I_{cc}^* — Corrente de curto circuito nas condições padrão, A.

A determinação da temperatura de operação na célula, T_c , foi feita por meio da Equação (4.2), Método: *ECT_Equivalent Cell Temperature*:

$$T_c = \frac{1}{N_s \beta_{V_{ca}}} (V_{ca} - V_{ca}^*) + T_c^* \quad (4.2)$$

em que,

- T_c _ Temperatura de operação na célula, °C;
- N_s _ Número de células associadas em série no módulo;
- β_{V_c} _ Coeficiente de tensão em função da temperatura, de circuito aberto, a $-0,023V \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, tipicamente para o silício cristalino;
- V_{ca} Tensão de circuito aberto, V;
- V_{ca}^* Tensão de circuito aberto de referência, V;
- T_c^* Temperatura da célula em condições padrão, 25°C.

A determinação da corrente de operação foi feita por meio da Equação (4.3):

$$I_{cc}^* = I_{cc} \frac{G^*}{G_{ef}} \quad (4.3)$$

Curva característica escura

A determinação da característica escura foi feita por meio de injeção de corrente nos módulos sem iluminação e, com a medição dos valores de tensão e corrente, para obter a curva característica. A curva I-V foi determinada pela diferença entre a curva da corrente fotogerada e a curva de um diodo no escuro; devendo ser invertida e deslocada no eixo das ordenadas de um valor igual ao da corrente fotogerada sob iluminação, isto é, rebatida (ALONSO-GARCÍA et al., 2006; BÜHLER, 2007).

Levou-se em conta recomendação de Alonso-García et al. (2006) que destaca que elevadas inclinações da pendente em polarização inversa nas células, em escuridão, são equivalentes ao que ocorre sob iluminação, assim como ao que ocorre com as células com uma forma plana. Ou seja, a característica escura pode ser utilizada como diagnóstico de comportamento das células, trabalhando-se no quadrante de tensão negativa.

A análise teórica para o estudo do comportamento de um diodo constante, para comparação, com um módulo fotovoltaico sob iluminação baseou-se em trabalhos de

Ghani et al (2013), usando a relação Lambert W-function. A Figura 4.7 ilustra a relação entre a resistência série (R_s), a resistência paralela ou *shunt* (R_{sh}) e o fator de idealidade (m), para a exemplificação deste estudo.

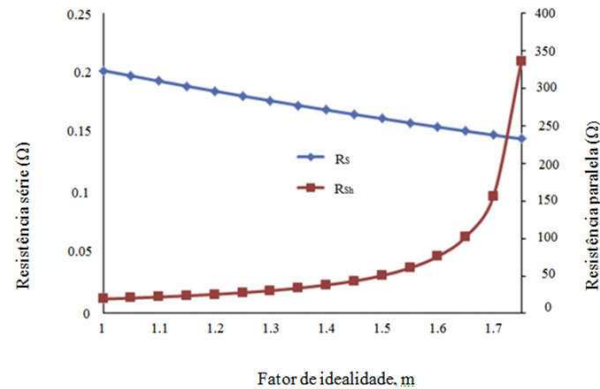


Figura 4. 7: Comportamento da resistência série e da resistência paralelo, *shunt* em relação ao fator de idealidade para diodo com valor constante.

Fonte: GHANI et al., 2013.

Avaliou-se de acordo com Bühler (2007), que em situações de medições em campo e sem iluminação, podem-se encontrar diferenças, em função da presença da R_s e R_{sh} , e essas situações reais devem ser utilizadas para determinação de seus valores. O procedimento experimental para obter o valor da resistência série para o módulo fotovoltaico pode ser sistematizado pelos seguintes passos:

1. Em campo o módulo de referência foi exposto à radiação solar para obtenção da curva sob iluminação. Inicialmente a superfície do módulo foi tampada por um objeto opaco, utilizando um termopar centralizado no verso do módulo, monitorando-o até que a temperatura atingisse a estabilidade. O seu valor “T”, foi registrado para posteriormente ser utilizado na determinação da característica escura, em laboratório. Em seguida foi retirada a proteção opaca;
2. Coletou-se os dados de tensão, corrente, temperatura ambiente, radiação solar e temperatura do módulo para a determinação da característica sob iluminação, em seguida ajustando-os às *CEM*;
3. No laboratório, os módulos, sem iluminação, tiveram os seus terminais conectados a uma fonte de tensão, com termopares fixados na parte de trás. Foram conectados a um resistor e, monitorados por multímetros. Ajustou-se a corrente da fonte para um valor um pouco abaixo do valor de I_{cc} , aguardando-se

até que a temperatura do módulo atingisse medida igual a “T”, obtida em campo sob iluminação.

4. Em seguida, liberou-se a fonte para fornecimento de corrente, considerando o valor definido para a corrente um pouco menor do que o obtido para a corrente de curto circuito em campo, variou-se, então, os valores de tensão e registrou-se os valores da corrente e da tensão obtidos.
5. Determinou-se a curva no escuro, fazendo-se a sua superposição sobre a curva sob iluminação. Realizou-se a soma de cada valor obtido para a corrente no escuro com o valor obtido para a corrente de curto circuito sob iluminação. O resultado é uma variação logarítmica da tensão de circuito aberto. As duas curvas, sob iluminação e no escuro, permitiram determinar, a tensão para a curva no escuro, V_e por meio da relação $\Delta V = V_e - V_{ca}$. A Figura 4.8 mostra o ambiente e os dispositivos utilizados para a determinação da corrente sem iluminação.

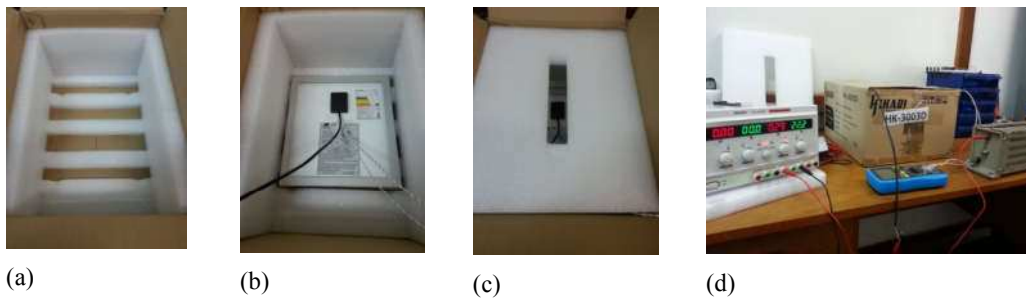


Figura 4. 8: Dispositivos utilizados para a determinação da curva sem iluminação: (a) caixa com isolante; (b) módulo fotovoltaico e termopar fixado na parte de trás para coleta de temperatura; (c) caixa isolante com módulo para coleta de dados; (d) instrumentos de medição, fonte de tensão, multímetro, potenciômetro, módulo fotovoltaico.

6. Calculou-se a R_S a partir da característica escura para análise do comportamento do módulo, baseando-se na influência que exerce no sistema.

Parâmetros elétricos

O comportamento dos protótipos foi analisado pela determinação da curva característica I-V, corrente – tensão, para o sistema iluminado e no escuro, onde a célula opera como um diodo. Para a determinação do desempenho dos protótipos foram calculados: a resistência série, a tensão de circuito aberto, a eficiência de conversão, o

fator de preenchimento, a potência máxima de saída, a corrente de curto circuito, a resistência paralelo, a corrente de saturação e, o fator de idealidade (KHAN et al., 2014; LIA et al., 2011).

A determinação do coeficiente da corrente em função da temperatura foi feita por meio da Equação (4.5) obtida a partir da Equação (4.4),

$$I_{cc} = I_{cc}^* \frac{G_{ef}}{G^*} \left[1 + \alpha (T_c - T_c^*) \right] \quad (4.4)$$

$$\alpha = \frac{I_{cc} G^* - I_{cc}^* G_{ef}}{I_{cc}^* (T_c - T_c^*)} \quad (4.5)$$

em que:

- I_{cc} – Corrente de curto circuito, A;
- I_{cc}^* – Corrente de curto circuito em condições padrão, A;
- G^* – Irradiância de referência, Wm^{-2} ;
- G_{ef} – Irradiância normalizada efetiva, Wm^{-2} ;
- T_c – Temperatura na célula, °C;
- T_c^* – Temperatura na célula de referência, °C.
- α – Coeficiente de corrente em função da temperatura, °C⁻¹.

A determinação do coeficiente da tensão em função da temperatura foi feita por meio da Equação (4.6) obtida a partir da Equação (4.7) e ou pela Equação (4.9) a partir da (4.8):

$$V_{ca}(T_c, G) = V_{ca}^* + \left[\beta (T_c - T_c^*) \right] + v_t \ln \left(\frac{G_{ef}}{G^*} \right) \quad (4.6)$$

$$\beta = \left(\frac{V_{ca}(T_c, G) - V_{ca}^* - v_t \ln \left(\frac{G_{ef}}{G^*} \right)}{(T_c - T_c^*)} \right) \quad (4.7)$$

em que,

- V_{ca} – Tensão de circuito aberto, V;
- V_{ca}^* – Tensão de circuito aberto de referência, V;
- β – Coeficiente de tensão em função da temperatura, K⁻¹.

onde,

$$v_t = \frac{m \cdot 25mV \cdot T_c(K)}{300} \quad (4.8)$$

em que,

m _ Fator de idealidade, adimensional;

T_c _ Temperatura da célula, K; e

O coeficiente da potência em função da temperatura foi obtido pela Equação (4.10) a partir da Equação (4.9):

$$P_M = P_M^* \frac{G_{ef}}{G^*} [1 + \delta (T_c - T_c^*)] \quad (4.9)$$

$$\delta = \left(\frac{P_M \cdot G^* - P_M^* \cdot G_{ef}}{P_M^* \cdot G_{ef} (T_c - T_c^*)} \right) \quad (4.10)$$

em que,

P_M _ Tensão de circuito aberto, V;

P_M^* _ Tensão de circuito aberto em condições padrão, V;

δ _ Coeficiente de tensão em função da temperatura, °C⁻¹.

A determinação da resistência série para analisar as variações da corrente de curto circuito nos protótipos com e sem concentração sob iluminação em campo, foi realizada por meio da Equação (4.11),

$$R_s^* = \frac{V_{ca}^* - V_M^* + v_t \ln \left(1 - \frac{I_M^*}{I_{sc}^*} \right)}{I_M^*} \quad (4.11)$$

em que,

R_s _ Resistência série, Ω ;

O fator de forma, indicativo de qualidade da célula foi determinado pela Equação (4.12),

$$F_F = \frac{V_M I_M}{V_{ca} I_{cc}} \quad (4.12)$$

F_F – Fator de forma, adimensional;

A eficiência dos protótipos com e sem concentradores em função da temperatura foi determinada pela Equação (4.13) (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009),

$$\eta = \eta_{ref} [1 - \beta (T_{Módulo} - T_{ref})] \quad (4.13)$$

η – Eficiência em função da temperatura, %;

η_{ref} – Eficiência de referência, %;

E a eficiência elétrica pela Equação (4.14),

$$\eta = \frac{F_F V_{ca} I_{cc}}{A G_{ef}} \quad (4.14)$$

A – Área da célula, m^2 .

O fator de idealidade, a corrente de saturação e a resistência *shunt* foram determinados pelas Equações (4.15), (4.16) e (4.17) (SOTO et al., 2006; BELTRÃO, 2008),

$$\frac{m}{m_{ref}^*} = \frac{T_c}{T_{ref}^*} \quad (4.15)$$

em que,

m_{ref}^* – Fator de idealidade de referência, decimal;

T_{ref}^* – Temperatura de referência da célula, °C.

A resistência paralela ou *shunt* foi determinada pela Equação (4.16):

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,ref}} = \frac{G_{ef}}{G^*} \quad (4.16)$$

em que,

- R_{sh} – Resistência *shunt*, Ω ;
 $R_{sh,ref}$ – Resistência *shunt* de referência, Ω .

A corrente de saturação foi obtida por meio da Equação (4.17),

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left[\frac{T_{célula}}{T_{ref}^*} \right]^3 \exp \left[\frac{1}{k} \left(\frac{\epsilon_{s,ref}}{T_{ref}^*} - \frac{\epsilon_s}{T_{célula}} \right) \right] \quad (4.17)$$

em que,

- I_0 – Corrente de saturação, A;
 m_{ref}^* – Corrente de saturação de referência, A;
 K – Constante de Boltzman, $J K^{-1}$ ($1.3806 \cdot 10^{-23} J K^{-1}$);
 ϵ_s – Temperatura da célula, $^{\circ}C$;
 $\epsilon_{s,ref}$ – Banda de energia, 1.121 eV para as células de silício em condições de referência.

e a Equação (4.18) relaciona ϵ_s e $\epsilon_{s,ref}$:

$$\frac{\epsilon_{s,ref}}{\epsilon_s} = 1 - 0.0002677 (T_{célula} - T_{ref}^*) \quad (4.18)$$

Foram determinadas as características elétricas dos protótipos na obscuridade segundo metodologia sugerida por Bühler (2007).

A análise de desempenho do sistema foi feita por meio da determinação da potência elétrica de saída dos protótipos com e sem concentrador, por meio da Equação (4.19) e (4.20) de acordo com a norma IEC 62108, para a determinação da potência relativa da amostra e da degradação da potência relativa, respectivamente.

$$P_r = \left(\frac{P_m}{P_{mc}} \right) 100 \quad (4.19)$$

em que,

P_r _ Potência relativa do protótipo, %;

P_m _ Potência relativa do protótipo de ensaio, W;

P_{mc} _ Potência relativa do protótipo de controle de medida em condições similares à P_m de ensaio, W;

e

$$P_{rd} = \left(\frac{P_{ri} - P_{rf}}{P_{ri}} \right) 100 \quad (4.20)$$

P_{rd} _ Degradação da potência relativa, %;

P_{ri} _ Potência relativa medida antes do ensaio, W;

P_m _ Potência relativa medida depois do ensaio, W;

Rotina de Inspeção:

Foi estabelecida uma rotina de inspeção visual para avaliar a degradação do sistema, mensalmente, para:

- observar a ocorrência de sombreamento parcial das células, se haviam células danificadas, se havia o escurecimento do encapsulante, a oxidação da malha metálica, ou a identificação de pontos quentes;
- realizar a medição da curva característica para determinação da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto, do ponto de máxima potência, do fator de forma e dos valores para o coeficiente de tensão, da corrente e da potência em função da temperatura, para análise das características elétricas dos protótipos; e
- a Tabela 4.1, mostra para a tecnologia policristalina e monocristalina, a codificação recebida pelos protótipos, considerando um semestre como exemplo. Os protótipos com concentrador referentes ao Modelo 1 receberam as letras A, B e C. O Modelo 2, as letras D e E. A letra T refere-se ao módulo sem concentrador.

Tabela 4. 1: Codificação dos protótipos em laboratório e em campo para estudo da degradação, para as tecnologias monocristalina e policristalina

Mês	Amostras	Amostras em Laboratório	Amostras em campo
1	1	A, B, C, D, T	A, B, C, D, T
2	2	A, B, C, E, T	A, B, C, E, T
3	3	A, B, C, D, T	A, B, C, D, T
4	4	A, B, C, E, T	A, B, C, E, T
5	5	A, B, C, D, T	A, B, C, D, T
6	6	A, B, C, E, T	A, B, C, E, T

Os critérios utilizados para a observação dos protótipos antes e depois da realização do experimento e a avaliação dos efeitos da degradação foi baseada em pesquisa na literatura e em conhecimento adquirido no período de estágio no Instituto de Energia Solar, na Universidad Politécnica de Madrid (IES_UPM), em Madrid na Espanha, possibilitado pelo Programa Ciências sem Fronteiras, durante o ano de 2014, na modalidade Doutorado Sanduíche no Exterior.

Fundamentação teórica para análise da resistência

A resistência série se constitui da resistência dos condutores metálicos, do contato existente entre o silício e a metalização da célula e, da resistência do próprio silício, seus valores elevados reduzem o fluxo de corrente gerado. A resistência paralela ou resistência *shunt*, derivada de fugas nas bordas das células em função de pequenos defeitos no cristal, deve apresentar o maior valor possível (PRIEB, 2002; HERNADÉZ, 2004).

Os seguintes estudos desenvolvidos por Hernández (2004) e Bühler (2007) foram utilizados como fundamentação teórica, para a análise dos resultados da resistência série dos módulos fotovoltaicos utilizados nesta pesquisa:

- a) A resistência série é composta pela resistência da malha, da base, do emissor e dos contatos, a Equação (4.21) relaciona a tensão e a corrente.

$$I = I_{sc} - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + I R_s}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (4.21)$$

em que:

I _ Corrente, A;

- I_{sc} _ Corrente de curto circuito, A;
 I_0 _ Corrente de saturação do diodo, A;
 V _ Tensão, V;
 R_s _ Resistência série, Ω ;
 R_p _ Resistência paralela, Ω ;

em que,

Para o sistema operando em circuito aberto, $V_{ca} = V$ e $I_{cc} = 0$, tem-se:

$$0 = I_{cc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{ca}}{V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{ca}}{R_p} \quad (4.22)$$

$$V_t = \frac{N_s m K T}{e} \quad (4.23)$$

O sistema fotovoltaico na obscuridade, em operação, tem I_e como seu valor da corrente obtida no escuro. Subtraindo-se do valor I_{cc} , corrente obtida sob iluminação, o valor de I_e determinado na Equação (4.24), ponto a ponto, pôde-se obter o valor de V_e , valor da tensão obtida no escuro, para tal considerou-se que $I_{cc} \cong I_e$. Assim tem-se,

$$0 = I_{cc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_e - I_{cc} R_s}{V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_e - I_{cc} R_s}{R_p} \quad (4.24)$$

Comparando-se as duas equações, (4.21) e (4.22), obtêm-se o valor para a resistência série:

$V_e - I_{cc} R_s = V_{ca}$ em que $\Delta V = V_e - V_{ca}$. Assim, pode-se obter o valor da resistência série: $R_s = \frac{\Delta V}{I_{cc}}$

$$R_s = \frac{V_e - V_{ca}}{I_{cc}} \quad (4.25)$$

- b) A resistência da malha, de contato e do emissor são influenciados pelos processos tecnológicos durante a fabricação, são valores constantes e independentes da

polarização do dispositivo, o mesmo, no entanto, não ocorre com a resistência da base, que depende do substrato de partida e, sofre reduções com a tensão quando há pequenas porções de dopagem do substrato e se atinge níveis de alta injeção. No caso, em que o valor da R_s tem valor nulo e a R_p infinito, e há o efeito coroa (*crowding*), quando a resistência específica do emissor é desprezível em relação à resistência da base ($I \frac{dR_s}{dI}$), na Equação (4.23), tem-se (HERNÁNDEZ, 2004):

$$R_s = \frac{dV}{dI} - m \frac{k T}{q (I + I_0)} - I \frac{dR_s}{dI} \quad (4.26)$$

- c) A resistência série não tem efeito sobre a tensão de circuito aberto, mas quando aumenta, provoca reduções na corrente de curto circuito. O resultado é que a parcela controlada da curva característica I-V começa a ceder em direção à origem, produzindo uma diminuição significativa da tensão terminal V e uma ligeira redução no valor de I_{cc} , semelhante a um resistor. As perdas causadas pela resistência série estão em uma primeira aproximação e são determinadas pela relação $P_{perda} = V_{R_s} I = I^2 R_s$ e aumentam de forma quadrática. A Figura 4.9, ilustra o que ocorre quando seus valores aumentam, provocando uma redução na intensidade da corrente gerada e uma redução no desempenho do módulo. Ou seja, é mais evidente nas zonas de alta corrente (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

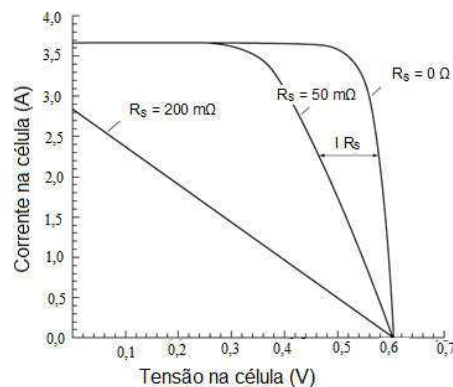


Figura 4. 9: Efeito da resistência série na característica corrente – tensão da célula solar ($R_p \rightarrow \infty$).
Fonte: Luque e Hegedus, 2003.

Os efeitos na curva característica provocados pelo comportamento da resistência série antes e após o início do experimento de degradação acelerada foram

avaliados. Procurou-se observar se ocorreram elevações ou não de seus valores, pois em comparação com a R_{sh} , resistência *shunt* ou paralela, esta é mais sensível às variações da temperatura na célula, (LUQUE e HEGEDUS, 2003, PYSCHA et al., 2007).

A Figura 4.10, ilustra a situação de equivalência entre os valores obtidos para a resistência série sem e sob iluminação.

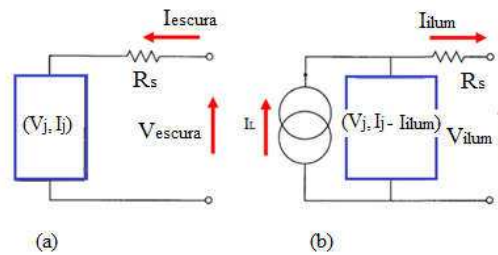


Figura 4. 10: Representação esquemática de circuito para obter a R_s : (a) sem iluminação e (b) com iluminação.

Fonte: Hernández, 2004.

4.4 Resultados e Discussão

4.4.1 Degradação de sistemas fotovoltaicos: protótipos para estudo

Tempo de exposição à UV

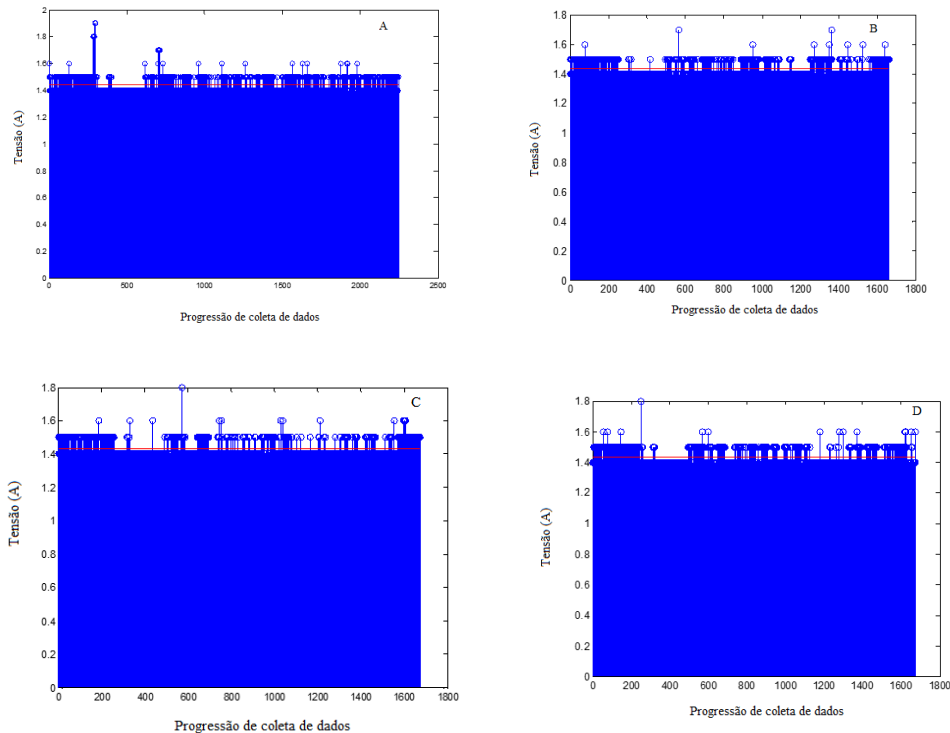
Os protótipos ficaram expostos por um tempo de aproximadamente 562 dias em laboratório, com valor médio diário para a irradiância UV, medidos, de 177 W m^{-2} . De acordo com Victoria et al. (2013), 30 dias de exposição UV correspondem a um ano de exposição em campo, tem-se um período equivalente, obtido pelo envelhecimento acelerado, de aproximadamente 18,7 anos em campo, para sistemas sem concentração da radiação solar.

De acordo com a norma IEC 62108 a amostra selecionada deve ser exposta a uma radiação acumulada de $50 \text{ kWh m}^{-2} \pm 10\%$ em uma faixa de onda inferior a 400 nm, o mesmo que 180 dias de exposição em campo. O resultado obtido neste ensaio ultrapassa a exposição de um ano em campo, já que o produto de 177 W m^{-2} pelo número de horas no dia em 30 dias é equivalente à radiação recebida de 127.4 kWh m^{-2} no período. Considerando-se o que determina a norma, teríamos, para o sistema sem concentração da radiação UV, 23,5 anos de exposição em campo ($2.388,5 \text{ kWh m}^{-2}$). Para o sistema com fator de concentração da radiação ultravioleta em cerca de dois, um período de exposição em campo equivalente a 36 anos (3.653 kWh m^{-2}).

Resultados em câmara escura

As Figuras 4.11 e 4.12 ilustram a progressão de coleta dos dados de tensão para as tecnologias policristalina e monocristalina e não uma representação dinâmica dos parâmetros do módulo. Embora o tempo de exposição à radiação UV para todos os protótipos tenha sido equivalente, a coleta de dados não ocorreu de maneira equivalente para todos os módulos, pois as medições para cada módulo ocorreram em instantes de tempos diferentes. Portanto, os dados coletados podem ser interpretados como uma sequência de coleta com a seguinte ordem: o primeiro dado coletado, o segundo dado coletado e assim por diante.

Pode-se observar nas Figuras 4.11 e 4.12 que o número de dados coletados também não é uniforme entre os módulos. Acredita-se que podem ter ocorrido interrupções durante a coleta de dados e o sistema tenha interpretado como uma reinicialização. Ou seja, se a ordem de coleta é A, B, C, D, E e T e caso tenha ocorrido uma falha, durante a coleta do módulo C, o programa entende que uma nova etapa de coletas se inicia. Assim a coleta reinicia-se do primeiro módulo, isto é, do módulo A, seguindo até o último, T.



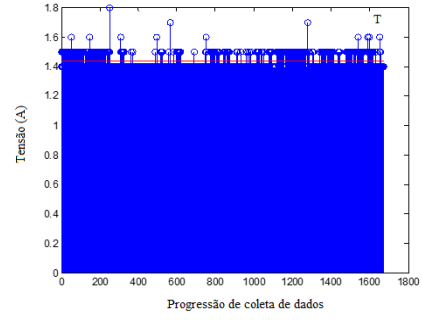
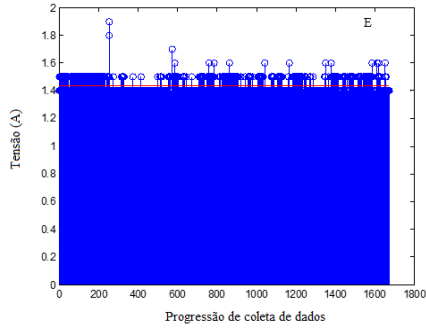
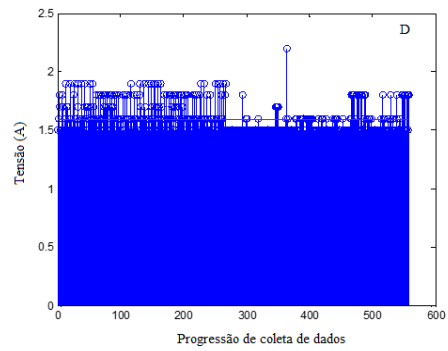
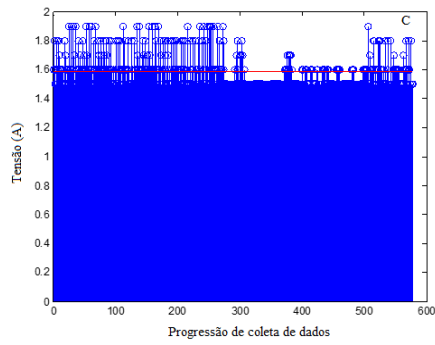
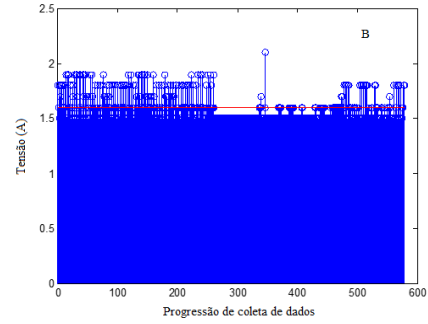
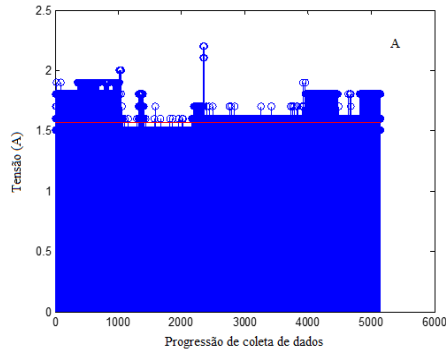


Figura 4. 11: Progressão de coleta dos dados de tensão para a tecnologia policristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.



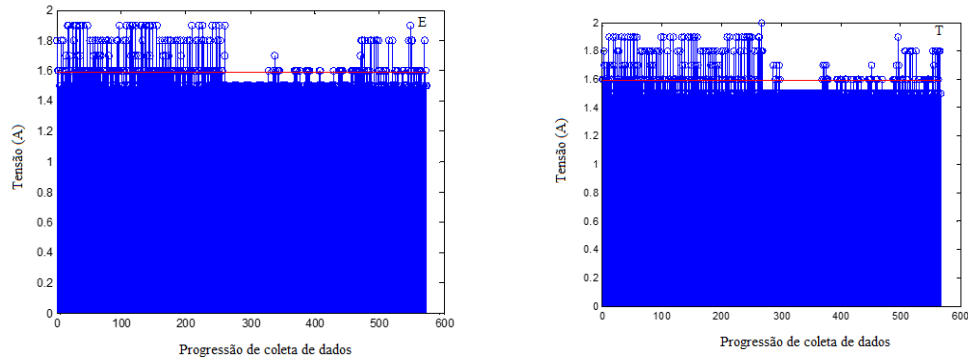
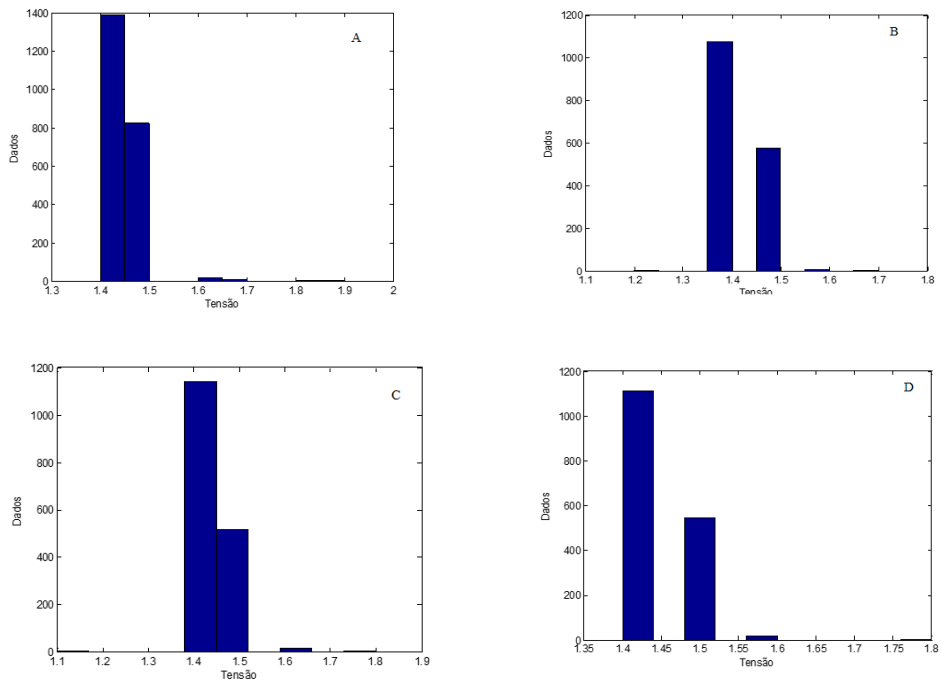


Figura 4. 12: Progressão de coleta dos dados de tensão para a tecnologia monocristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.

As Figuras 4.13 e 4.14 mostram o histograma com o valor médio dos dados de tensão, uma tendência ou moda do conjunto de dados, para as tecnologias policristalina e monocristalina. Observou-se um comportamento semelhante entre os módulos com a tecnologia policristalina, pois a tensão atingiu, predominantemente, valores entre 1.4 e 1.5 V, Figura 4.13.



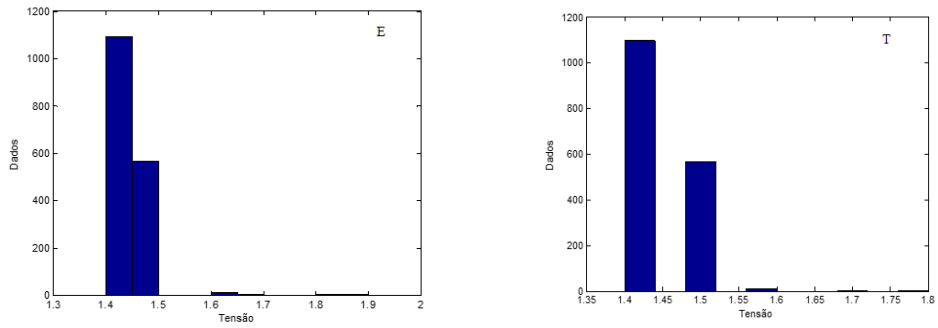
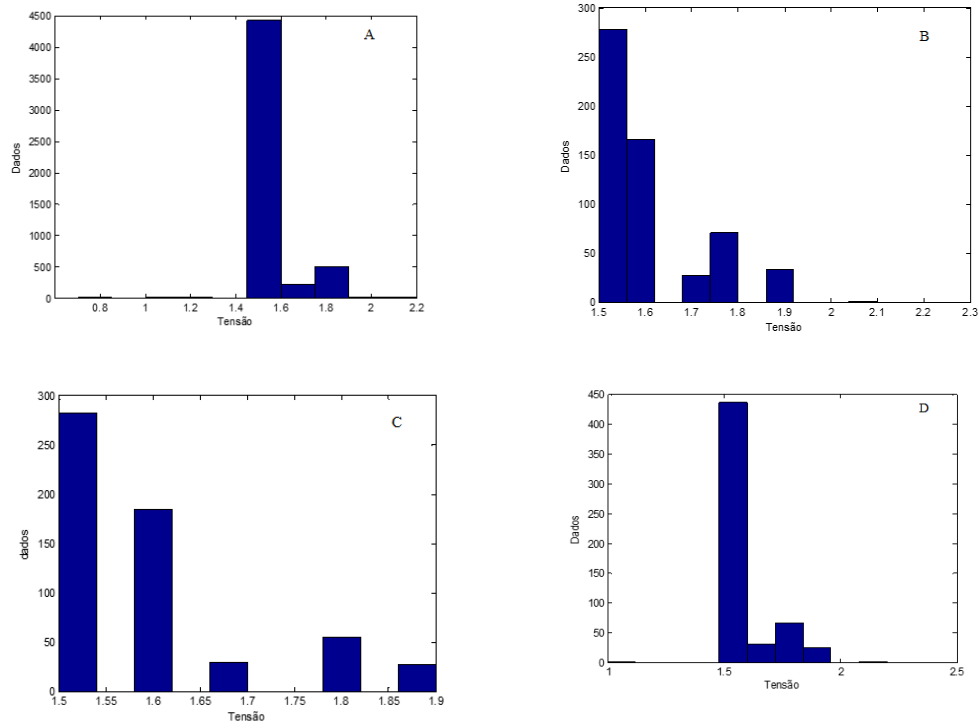


Figura 4. 13: Histograma com tendência de comportamento da tensão durante a progressão de coleta de dados para a tecnologia policristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.

Os valores para a tensão durante a exposição à radiação UV, para a tecnologia monocristalina, indicaram um comportamento diferente do que se observou para a tecnologia policristalina, na Figura 4.14. Os módulos assumem valores médios de tensão diferentes durante a coleta, valores entre 1.4 e 1.9 V.



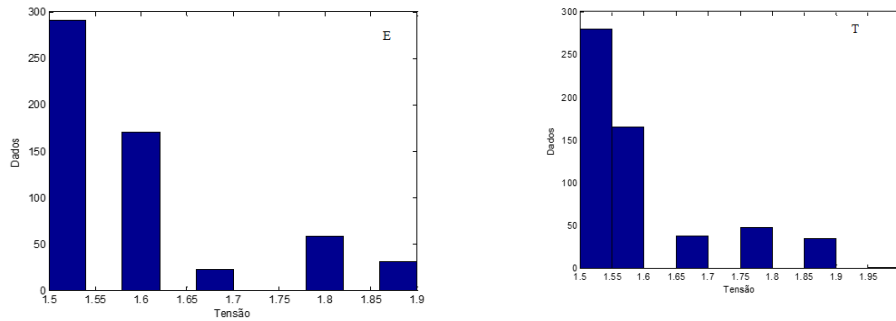


Figura 4. 14: Histograma com tendência de comportamento da tensão durante a progressão de coleta de dados para a tecnologia monocristalina, nos protótipos A, B, C, D, E e T, durante exposição à UV.

Limitações

As características elétricas dos protótipos antes e depois do período de exposição à degradação acelerada e à iluminação natural foram determinadas para comparação da potência de saída do sistema e da avaliação de suas características. No entanto, para uma avaliação completa, seria necessário que fossem submetidos a testes mecânicos e ambientais e, tais ensaios não foram realizados neste estudo.

A avaliação, de que ocorreria, deterioração do desempenho progressivo dos módulos, devida à presença de corrente induzida, para picos de tensão entre 0V e 600V, a PID, não foi realizada. A sua realização permitiria avaliar o efeito intensificado pela formação de uma camada de umidade sobre o módulo, que facilita o fluxo da corrente de fuga, gerada nas células e que flui para a estrutura, para o vidro e pelo encapsulante. Contudo, observaram-se visualmente os módulos para identificar degradações como pontos quentes ou bolhas, corrosão, quebras ou fissuras, delaminação e descoloramento (LEITE, 2012).

Durante a coleta de dados foram verificadas algumas falhas na aquisição de dados, não previstas. Tais anomalias serão descritas e discutidas a seguir e, a avaliação é a de que não invalidaram o experimento.

A primeira dificuldade encontrada foi a ocorrência de interrupções no fornecimento de energia, as quais acarretaram o desligamento de todo o sistema. Ao serem reiniciados, com o restabelecimento da eletricidade, os sistemas de coleta de dados, além de dessincronizarem, não eram capazes de armazenar as informações obtidas, uma vez que a inicialização da conexão entre o computador e o módulo ICP é realizada manualmente. Por outro lado, mesmo com a interrupção na comunicação entre

o sistema de coleta de dados e o computador responsável por armazená-los, é possível garantir a degradação dos módulos, uma vez que as interrupções foram breves e que a lâmpada é acesa tão logo a alimentação energética é restabelecida.

A minimização dos efeitos das interrupções foi obtida com a monitorização do sistema por um operador, que além de verificar a conexão entre os seus componentes, verificava a consistência dos dados obtidos. É importante observar que a presença do operador apenas garante o reinício da coleta, e nada poderia ser feito para a garantia do pleno fornecimento de energia. Assim, as pausas de coleta continuaram a ocorrer, porém os intervalos sem armazenamento dos dados se reduziram. Vale ressaltar que o constante reinício da coleta de dados resultou apenas, numa diferença entre a quantidade de dados coletados para cada módulo.

Por fim, é possível concluir que as falhas apenas diminuem o volume de dados coletados, mas não comprometem as análises posteriores, uma vez que se deseja avaliar o grau de degradação do sistema e não a dinâmica desse fenômeno. Portanto, como em diferentes instantes de tempo foram obtidos dados suficientes, é possível avaliar devidamente a degradação.

Uma boa alternativa para cessar os problemas identificados é a utilização de uma plataforma dedicada à coleta dos dados, que pode permitir um sistema operacional embarcado, como o *Beaglebone*, por exemplo. A substituição do computador por essa plataforma possibilitaria a coleta ininterrupta dos dados, permitindo a alimentação do sistema de forma independente do fornecimento de energia do prédio.

i) Curva característica dos protótipos expostos em campo

Testes iniciais

Foram avaliados, inicialmente, em campo os protótipos A, tipo V e, D, tipo W, o protótipo sem concentrador e o módulo de referência, por meio da determinação das curvas I x V, Figura 4.15 e P x V, Figuras 4.16.

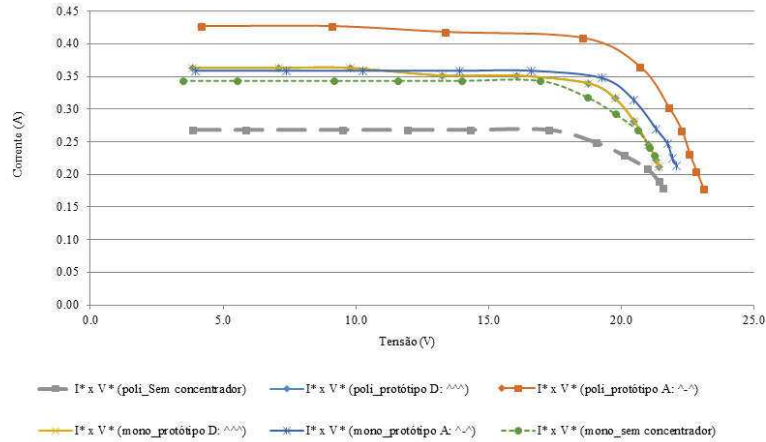


Figura 4. 15: Característica corrente versus tensão, para a tecnologia policristalina e monocristalina, dados coletados em campo, no início dos testes. (os parâmetros com*, indicam que estão ajustados às condições padrão de medida e o símbolos: ^-^ indicam tipo V e ^^ tipo W).

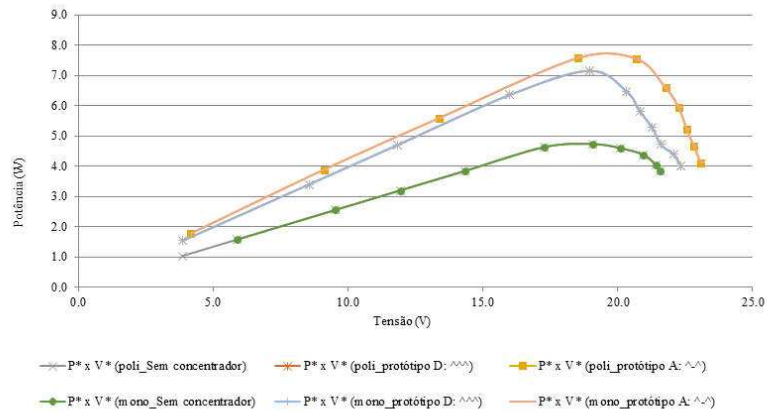


Figura 4. 16: A $P \times V$, para a tecnologia policristalina e monocristalina, com dados coletados em campo, no início dos testes. (os parâmetros com*, indicam que estão ajustados às condições padrão de medida e o símbolos: (^-^) indicam tipo V e (^^) tipo W).

Observou-se um desempenho melhor para o modelo tipo V, em relação ao modelo tipo W e dos protótipos com concentrador comparativamente com os módulos sem concentrador. Tal comportamento se repete, obviamente, na curva potência em função da tensão.

Testes finais

As Figuras 4.17 e 4.18 mostram as curvas tensão versus corrente e potência versus corrente, respectivamente representando o desempenho dos protótipos no final do período de exposição em campo. As curvas mostram um melhor desempenho do protótipo com a tecnologia monocristalina em relação ao protótipo com a tecnologia policristalina.

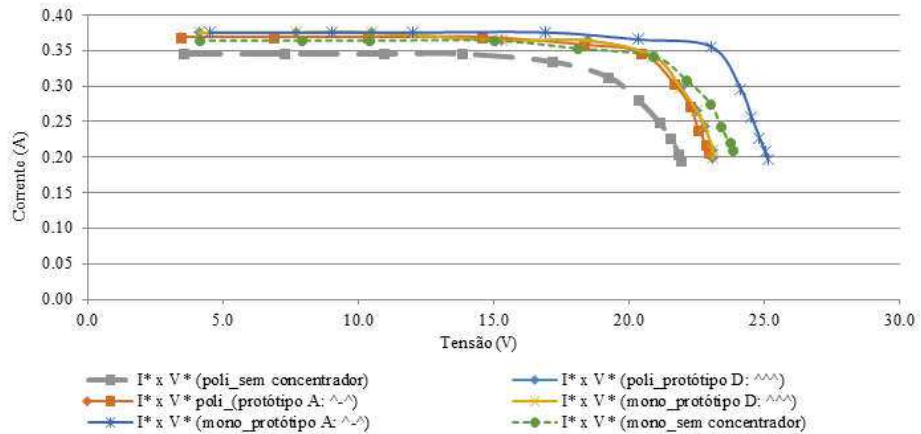


Figura 4. 17: Corrente versus tensão, para a tecnologia policristalina e monocristalina, dados coletados em campo, no *final* dos testes. Os parâmetros com*, indicam que estão ajustados às condições padrão de medida e o símbolos: (^-^) indicam modelo tipo V e (^^) modelo tipo W.

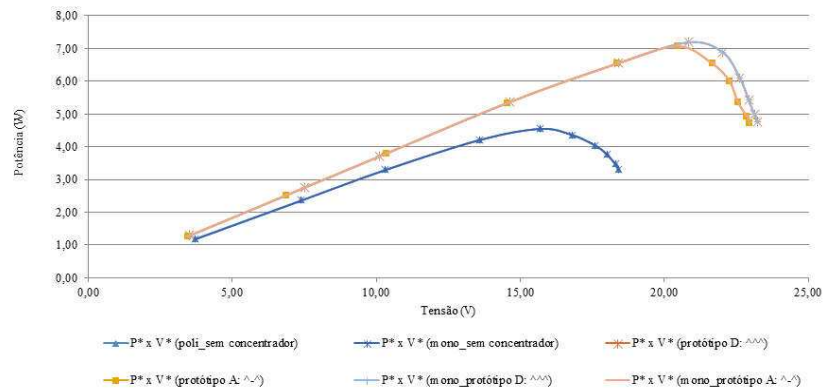


Figura 4. 18: Potência versus tensão para a tecnologia policristalina e monocristalina, com dados coletados em campo, no *final* dos testes. Os parâmetros com*, indicam que estão ajustados às condições padrão de medida e o símbolos: (^-^) indicam modelo tipo V e (^^) modelo tipo W.

ii) Testes de corrente escura

Os testes de corrente escura foram realizados em laboratório de acordo com a metodologia descrita anteriormente, com os protótipos com e sem concentrador que foram expostos em campo e à radiação UV. Serão mostrados os resultados obtidos para o Modelo tipo V (^_^), protótipo A e tipo W (^^^), protótipo D; para o módulo de referência; e para o protótipo sem concentrador ou módulo fotovoltaico, submetidos às variações de temperatura entre 26 °C e 57 °C.

Testes realizados com protótipos expostos à UV

As Figuras 4.19 e 4.20 mostram os resultados obtidos para a tecnologia policristalina, à temperatura de 26 °C e 57 °C, respectivamente. Pôde-se notar uma redução nos valores de tensão para os sistemas que foram submetidos à temperatura de 57 °C em relação aos protótipos a 26 °C, indicando a influência da temperatura sobre este parâmetro. As curvas tensão versus corrente foram rebatidas.

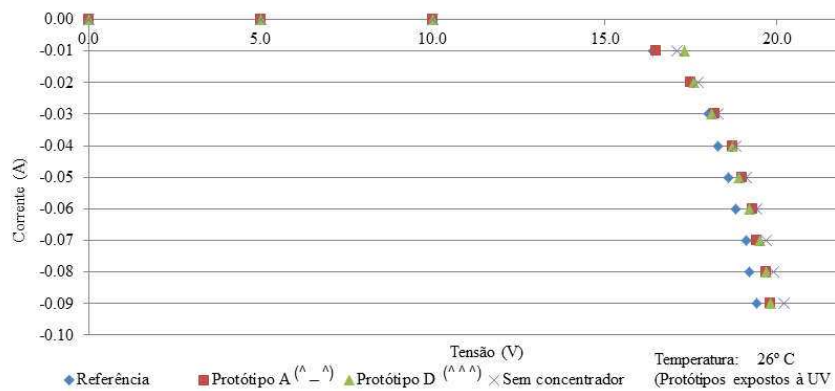


Figura 4. 19: Corrente versus tensão, obtida no escuro, para a tecnologia policristalina à temperatura de 26 °C para os protótipos A (tipo V, ^_^) e D (tipo W, ^^^), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, submetidos à radiação UV, durante cerca de 562 dias.

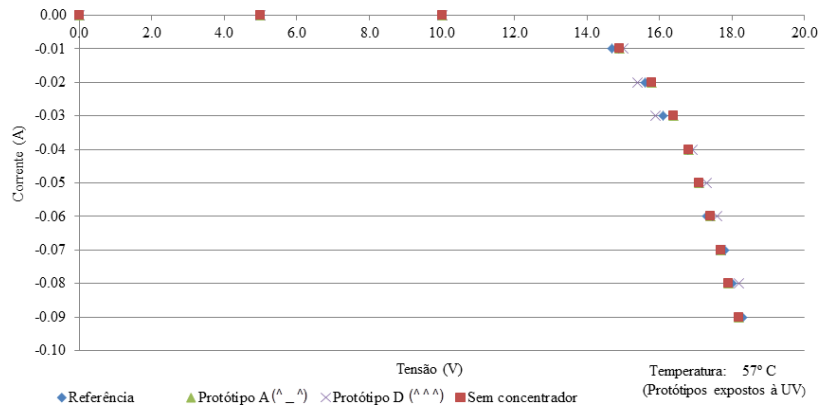


Figura 4. 20: Corrente versus tensão, obtida no escuro, para a tecnologia policristalina à temperatura de 57 °C, para os protótipos A (tipo V, $\wedge_ \wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, submetidos à radiação UV, durante cerca de 562 dias.

A Figura 4.21 mostra que a variação da tensão para o protótipo A (tipo V, $\wedge_ \wedge$) foi maior do que para o protótipo D (tipo W, $\wedge\wedge$), quando todos foram submetidos a temperatura de 26 °C, para a tecnologia monocristalina.

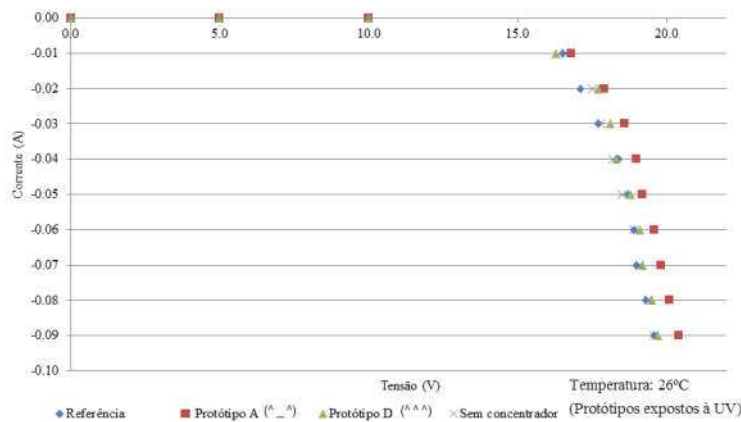


Figura 4. 21: Corrente versus a tensão, obtida no escuro, para a tecnologia monocristalina à temperatura de 26 °C, para os protótipos A (tipo V, $\wedge_ \wedge$) e D (tipo W, $\wedge\wedge$), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, submetidos à radiação UV, durante cerca de 562 dias.

Na Figura 4.22, o sistema foi submetido a uma temperatura de 57 °C, entre os protótipos com e sem concentração os valores que a tensão atingiu foram similares. No entanto, observou-se que os valores de tensão foram menores, quando comparados com os testes realizados a 26 °C.

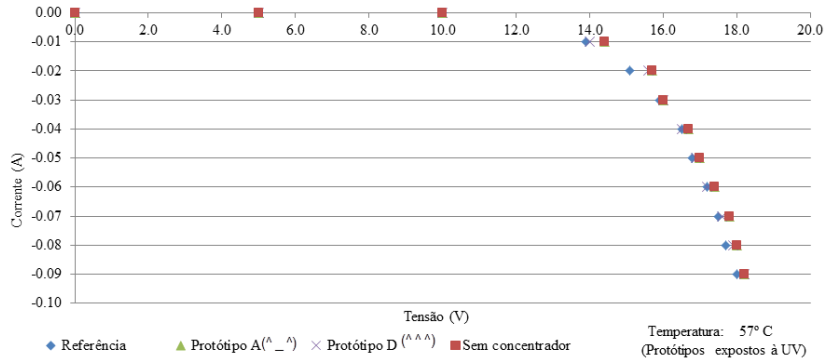


Figura 4. 22: Corrente versus tensão, obtida no escuro, para a tecnologia monocristalina à temperatura de 57 °C, para os protótipos A (tipo V, ^_^) e D (tipo W, ^^), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, submetidos à radiação UV, durante cerca de 562 dias.

Testes em campo

As Figuras 4.23 e 4.24 exibem os resultados dos testes de corrente escura para os protótipos expostos em campo, da tecnologia policristalina e submetidos respectivamente à temperatura de 26 °C e 57 °C. Os valores de tensão para os protótipos A, D e o módulo sem concentrador tiveram comportamento semelhante, com pequenas variações em relação ao módulo de referência. Observou-se que à medida que a temperatura foi elevada durante os ensaios, a tensão de circuito aberto, medida, diminuiu cerca de 11% entre o menor e o maior valor.

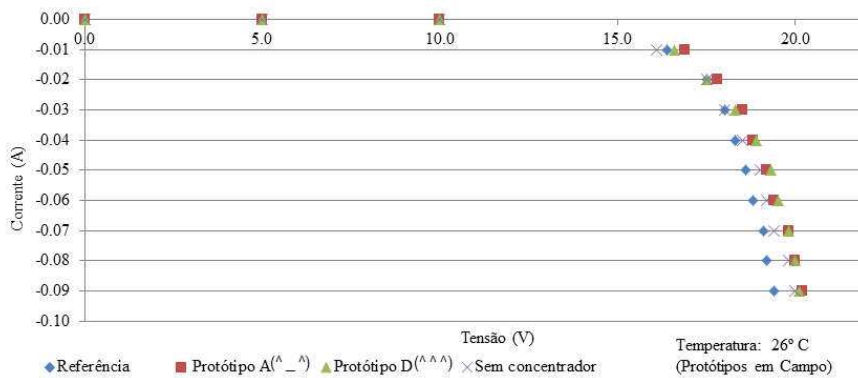


Figura 4. 23: Corrente versus tensão, obtida no escuro para a tecnologia policristalina à 26 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, ^_^) e D (tipo W, ^^), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo, por cerca de 6 meses.

O protótipo A, submetido a temperatura de 57 °C atingiu valores maiores de tensão durante os testes, como ilustrado na Figura 4.24.

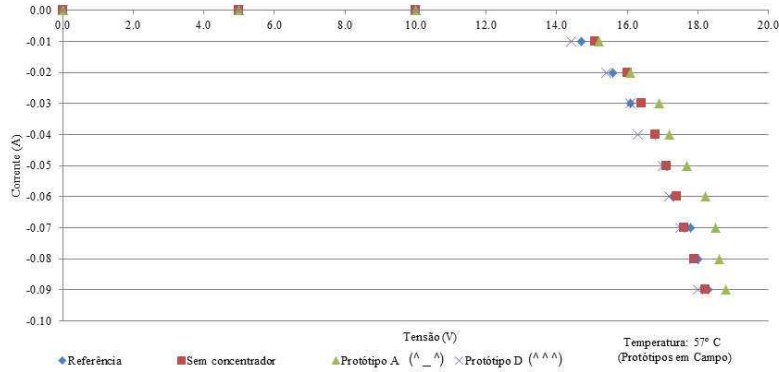


Figura 4. 24: Corrente versus tensão, obtida no escuro para a tecnologia policristalina à 57 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, ^_^) e D (tipo W, ^^), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo, por cerca de 6 meses.

As Figuras 4.25 e 4.26 exibem as curvas tensão versus corrente para as tecnologias monocristalinas que permaneceram expostas em campo. As variações nos valores de tensão de circuito aberto entre os sistemas com e sem concentrador, observadas foram de aproximadamente 12%.

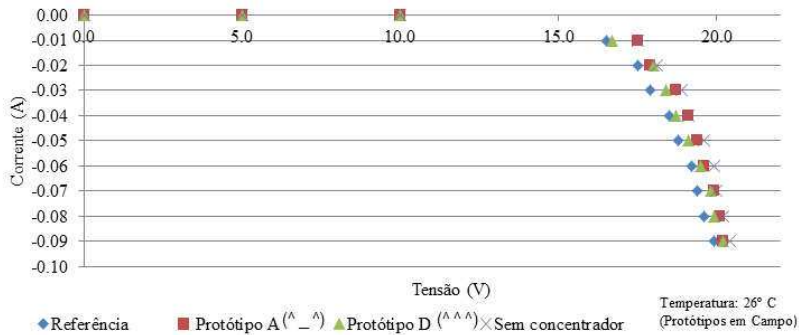


Figura 4. 25: Corrente versus tensão, obtida no escuro para a tecnologia monocristalina, submetidos à 26 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, ^_^) e D (tipo W, ^^), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo durante cerca de 6 meses.

Os valores da tensão para o protótipo A e D foram maiores do que para os módulos de referência e para o protótipo sem concentrador quando os testes se realizaram a temperatura de 57 °C, Figura 4.26.

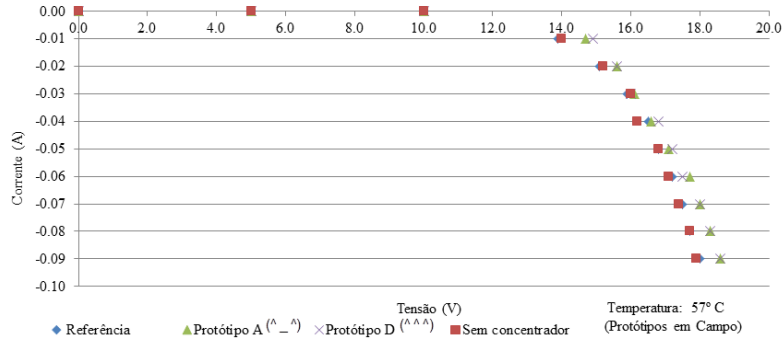


Figura 4. 26: Corrente versus tensão, obtida no escuro para a tecnologia monocristalina, submetidos à 57 °C de temperatura, para os protótipos A (tipo V, ^_^) e D (tipo W, ^^), o módulo de referência e o protótipo sem concentrador, expostos em campo durante cerca de 6 meses.

Comparando-se as duas tecnologias, policristalina e monocristalina, as diferenças para a tensão de circuito aberto entre os sistemas que permaneceram expostos à UV, variaram entre 7 e 16%, respectivamente, considerando-se o intervalo de temperatura entre 26 e 57 °C.

iii) Parâmetros elétricos

Protótipos expostos em campo

Os resultados obtidos a partir dos dados medidos e calculados foram usados para análise comparativa com os informados no *datasheet*, no entanto, apresentam diferenças, atribuídas ao comportamento real dos módulos em operação no campo. O *datasheet* contém informações que são uma *média* dos resultados obtidos em condições padrão, com seus melhores modelos e ou protótipos. No entanto em campo, são submetidos às variações nos níveis de radiação solar, de temperatura e dos valores para a velocidade de vento, distintas daquelas em condição padrão.

Durante os ensaios realizados, os valores calculados para Ge por meio da Equação (3), atingiram em média para a tecnologia *monocristalina* $908.1 \pm 14.5 \text{ Wm}^{-2}$ e para os protótipos com módulos *policristalinos*, $857.6 \pm 17.2 \text{ Wm}^{-2}$.

Os resultados para os protótipos com e sem concentração, posicionados em um plano horizontal e inclinado, expostos em campo por um período de seis meses, a uma temperatura média entre 26°C e 56 °C estão na Tabela 4.2: i) os coeficientes de corrente, tensão e potência em função da temperatura; ii) a resistência série e paralela; iii) o fator

de idealidade, iv) a corrente de saturação, v) o fator de forma e a iv) eficiência. Em valores médios, tiveram o seguinte comportamento, para a tecnologia monocristalina:

- ✓ *protótipos com concentrador*: foram menores os valores para a resistência série em 54% e a resistência paralela, 7% em relação aos do fabricante. Foi significativamente maior o valor do coeficiente de corrente em função da temperatura, α . O valor de τ , foi 54% maior. O fator de forma e a eficiência, η_1 , foram 10% maiores, enquanto que a eficiência η_2 em função da temperatura foi 42% maior. O fator de idealidade também atingiu valores maiores, 69%, em comparação com o assumido para a tecnologia, 1.2 (SOTO et al., 2005), enquanto que o coeficiente de tensão em função da temperatura, β , permaneceu inalterado;
- ✓ *protótipo sem concentrador*: foram menores os valores para a resistência série em 36% e a resistência paralela em 11% em relação aos do fabricante. Foi significativamente maior o coeficiente de corrente em função da temperatura e o da potência em função da temperatura, 61%. O fator de forma e a eficiência, η_1 , foram 9 e 8% maiores, respectivamente, enquanto que a eficiência η_2 em função da temperatura foi 42% maior. O fator de idealidade também atingiu valores maiores em comparação com o assumido para a tecnologia, 49% e o coeficiente de tensão em função da temperatura permaneceu inalterado.

Tabela 4. 2: Valores para a tecnologia monocristalina para a resistência série, R_s , R_{sh} , os coeficientes de corrente α , de tensão β , de potência τ , em função da temperatura, o fator de forma, F_F , a eficiência, η e a corrente de saturação, I_0 . (P_{cc} indica protótipo com concentrador, P_{sc} , protótipo sem concentrador e P_{fab} , módulos com dados do fabricante)

		P_{cc} A	P_{cc} D	P_{sc}	P_{fab}	Plano
T (°C)	Média	51.7	49.0	49.0	25 °C	3 ensaios
R_s (Ω)	Início	7.5	7.7	8.2	14.9	horizontal
	Fim	5.7	8.7	7.1		horizontal
	Fim	5.7	6.2	8.2		inclinado
R_{sh} (Ω)	Início	1019.8	915.3	1013.5	1080.0	horizontal
	Fim	995.0	1735.0	915.0		horizontal
	Fim	1092.7	978.6	959.6		inclinado
α (°C ⁻¹)	Início	0.0006	0.0049	0.0008	0.0006	horizontal
	Fim	0.0031	0.0030	0.0081		horizontal
	Fim	0.0019	0.0025	0.0025		inclinado
β (°C ⁻¹)	Início	-0.0044	-0.0044	-0.0044	-0.0044	horizontal
	Fim	-0.0044	-0.0044	-0.0044		horizontal
	Fim	-0.0044	-0.0044	-0.0044		inclinado
τ	Início	-0.0087	-0.0083	-0.0083	-0.005	horizontal

$(^{\circ}\text{C}^{-1})$	Fim	-0.0053	-0.0089	-0.0082	0.74	horizontal
	Fim	-0.0073	-0.0076	-0.0076		inclinado
F_F	Início	0.80	0.79	0.77	11.9	horizontal
	Fim	0.83	0.81	0.82		horizontal
	Fim	0.84	0.82	0.82		inclinado
η_1 (%)	Início	13.5	12.8	13.0	11.9%	horizontal
	Fim	13.4	13.0	12.3		horizontal
	Fim	13.0	13.1	13.1		inclinado
η_2 (%)	Início	16.9	16.9	16.8	1.20	horizontal
	Fim	16.8	16.9	16.9		horizontal
	Fim	16.7	16.9	16.9		inclinado
m	Início	2.00	2.00	2.10	0.00	horizontal
	Fim	2.07	1.97	1.85		horizontal
	Fim	2.10	2.00	2.00		inclinado
I_0 (A)	Início	0.20	0.17	0.21	0.00	horizontal
	Fim	0.21	0.17	0.13		horizontal
	Fim	0.24	0.19	0.19		inclinado

Observação: eficiência do módulo informada pelo fabricante foi de 18.3%, os testes foram realizados no plano horizontal e inclinado. A eficiência η_1 foi calculada com a Equação (24) e η_2 com a Equação (23).

Os dados elétricos do módulo fotovoltaico encontram-se no Anexo: contém valores para a sua potência máxima (5 W), para a tolerância da potência ($\pm 3\%$), da temperatura em NOCT (temperatura nominal de operação da célula, 45 °C) e do coeficiente da potência em função da temperatura (- 0.5%). Com estas informações pode-se obter, para o sistema em operação em campo, que o seu desempenho sofre reduções de: 10% ($45^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 22 \times 0.5\% = 10\%$). Considerando-se o percentual para a tolerância positiva, pode-se calcular o valor de sua potência de 4.64 W e para a tolerância negativa, 4.36 W. Ou seja, à medida que o valor de γ se eleva o seu desempenho diminui.

O fator de idealidade e a corrente de saturação são influenciados pela variação de temperatura considerando-se o potencial térmico e os resultados calculados para a corrente de saturação tanto para a tecnologia monocristalina quanto para a policristalina. No ensaio no plano horizontal, a temperatura nos protótipos A, D e SC, registradas foram 51.7, 49.26 e 46.14 °C. Pôde-se notar que o valor para a corrente de saturação para SC é menor do que para os outros, um efeito da temperatura (SOTO et al., 2005).

A seguir, tem-se análise para os dados obtidos para a tecnologia policristalina. A Tabela 4.3, para a tecnologia policristalina, mostra que os parâmetros elétricos em comparação com os dados do fabricante tiveram em valores *médios* o seguinte comportamento:

- ✓ *protótipos com concentrador*: a resistência série e a eficiência em função da temperatura, η_2 , foram 40% e 32% menores, respectivamente, em relação ao *datasheet*. O coeficiente de corrente em função da temperatura, α , foi significativamente maior. Foram maiores os valores para o coeficiente de tensão e potência em função da temperatura em 5% e 59%, respectivamente. O fator de forma teve um aumento de 7% e a eficiência, η_1 , de 3%. O fator de idealidade também atingiu valores maiores, 67%, em comparação com o assumido para a tecnologia, 1.2 (SOTO et al., 2005); e
- ✓ *protótipo sem concentrador*: foram menores os valores para a resistência série em 29% e a resistência paralela em 3%; o coeficiente de tensão em função da temperatura em 6%; η_1 , em 1% e a eficiência η_2 em função da temperatura em 32%. Foi significativamente maior o coeficiente de corrente em função da temperatura; potência em função da temperatura atingiu 73% a mais. O fator de forma aumentou 3%. O fator de idealidade também atingiu valores maiores, 56%, em comparação com o assumido para a tecnologia, 1.2 (SOTO et al., 2005).

Tabela 4. 3: Valores para a tecnologia policristalina para a resistência série, R_s , R_{sh} , os coeficientes de corrente α , de tensão β , de potência τ , em função da temperatura, o fator de forma, F_F , a eficiência, η e a corrente de saturação, I_0 . (P_{CC} indica protótipo com concentrador, P_{SC} , protótipo sem concentrador e P_{fab} , módulos com dados do fabricante)

		P_{CC} A	P_{CC} D	P_{SC}	P_{fab}	Plano
T (°C)	Média	52.9	52.9	50.7	25 °C	3 ensaios
R_s (Ω)	Início	6.7	11.9	11.2	13.8	horizontal
	Fim	5.9	5.9	6.0		horizontal
	Fim	12.6	6.7	8.4		inclinado
R_{sh} (Ω)	Início	840.8	805.8	845.3	898.3	horizontal
	Fim	1950.0	1714.0	915.0		horizontal
	Fim	840.8	805.8	845.3		inclinado
α (°C ⁻¹)	Início	0.0027	0.0041	0.0036	0.0005	horizontal
	Fim	0.0028	0.0049	0.0055		horizontal
	Fim	0.0025	0.0024	0.0025		inclinado

β ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	Início	-0.0037	-0.0039	-0.0035	-0.0034	horizontal
	Fim	-0.0033	-0.0027	-0.0024		horizontal
	Fim	-0.0037	-0.0041	-0.0037		inclinado
γ ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	Início	-0.0072	-0.0088	-0.0088	-0.0050	horizontal
	Fim	-0.0145	-0.0055	-0.0098		horizontal
	Fim	-0.0070	-0.0049	-0.0073		inclinado
F_F	Início	0.81	0.74	0.73	0.75	horizontal
	Fim	0.80	0.84	0.80		horizontal
	Fim	0.78	0.84	0.79		inclinado
η_1 (%)	Início	12.2	10.3	11.3	11.3	horizontal
	Fim	12.5	10.8	11.5		horizontal
	Fim	11.8	12.5	10.9		inclinado
η_2 (%)	Início	7.6	7.7	7.6	11.3%	horizontal
	Fim	7.6	7.7	7.8		horizontal
	Fim	7.6	7.7	7.6		inclinado
m	Início	2.0	2.0	2.1	1.2	horizontal
	Fim	2.05	1.96	2.07		horizontal
	Fim	2.0	2.0	2.1		inclinado
I_0 (A)	Início	0.20	0.17	0.21	0.00	horizontal
	Fim	0.20	0.17	0.21		horizontal
	Fim	0.20	0.17	0.21		inclinado

Observação: eficiência do módulo informada pelo fabricante_8. 5%, os testes foram realizados no plano horizontal e inclinado. A eficiência η_1 foi calculada com a Equação (24) e η_2 com a Equação (23).

O *datasheet* informa os dados elétricos do módulo fotovoltaico: sua potência máxima (5 W), os valores da tolerância da potência ($\pm 5\%$), da temperatura em NOCT (temperatura nominal de operação da célula, 47 $^{\circ}\text{C}$) e do coeficiente da potência em função da temperatura (- 0.5%). Em campo, submetido a condições reais, o seu desempenho pode sofrer reduções: 11% ($47^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 22 \times 0.5\% = 11\%$). Considerando-se o valor para a tolerância positiva, tem-se que a sua potência atinge o valor de 4.67 W e para a tolerância negativa, 4.23 W, isto é, à medida que o valor de γ , aumenta o seu desempenho diminui.

Protótipos expostos à radiação UV

Os testes de corrente escura, para a determinação da característica sem iluminação, permitiram calcular os parâmetros elétricos para as tecnologias monocristalina e policristalina, após o período de envelhecimento precoce. A Tabela 4.4 ilustra estes resultados.

Tabela 4. 4: Resultados para a resistência série, R_s , paralela, R_{sh} , corrente de saturação, I_0 , fator de idealidade, m e fator de forma, F_F obtidos a partir da característica escura, para as tecnologias monocristalina e policristalina

	Monocristalina			Policristalina		
	A (^_^)	D(^^^)	SC	A (^_^)	D(^^^)	SC
R_s (Ω)	9.58	7.08	7.33	8.83	8.02	8.64
R_{sh} (Ω)	643.33	663.33	640	650.00	650.00	656.67
I_0 (A)	0.16	0.20	0.19	0.17	0.17	0.17
m	1.65	1.71	1.71	1.70	1.66	1.67
F_F	0.80	0.84	0.84	0.82	0.81	0.80

Observou-se que os valores para o F_F , para ambas as tecnologias, não sofreram redução significativa em relação aos testes iniciais, resultado oposto poderia provocar uma diminuição significativa na potência do sistema, considerando-se os parâmetros da Equação (4.12).

As Figuras 4.27 e 4.28 exemplificam a relação entre $\ln(I)$ versus $(V - IR_s)$ utilizada para a determinação de m e de I_0 , i. e., fator de idealidade e corrente de saturação, para a tecnologia monocristalina e policristalina, respectivamente, com os dados medidos após os testes sem iluminação, para um dos protótipos (Bülher, 2007).

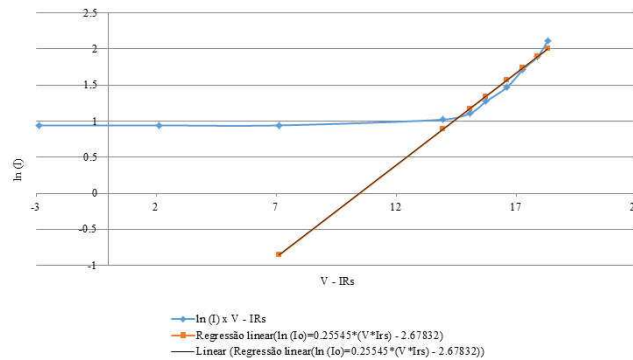


Figura 4. 27: Relação $\ln(I)$ versus $(V - IR_s)$ utilizada para a determinação do fator de idealidade, m e da corrente de saturação, I_0 , tecnologia monocristalina.

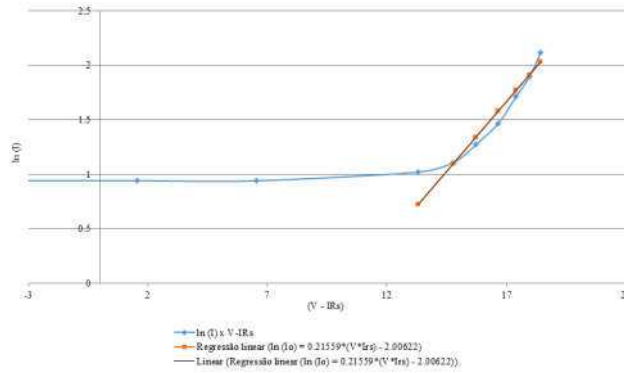


Figura 4. 28: Relação $\ln(I)$ versus $(V - IR_s)$ utilizada para a determinação do fator de idealidade, m e da corrente de saturação, I_0 , tecnologia policristalina.

A Tabela 4.5 mostra os resultados comparativos entre os dados coletados no final e no início dos ensaios: sintetizados na Tabela 4.4 e os exibidos nas Tabelas 4.2 e 4.3, respectivamente. São valores percentuais entre os parâmetros elétricos dos momentos destes dois ensaios, para as tecnologias monocristalina e policristalina, uma relação entre: a resistência série e paralela, a corrente de saturação, o fator de idealidade e o fator de forma. A maioria dos parâmetros comparados, para os protótipos que foram mantidos sob UV, atingiram valores menores comparativamente com os resultados obtidos para os protótipos que foram mantidos em campo.

Tabela 4. 5: Relação entre os dados coletados no final do processo de envelhecimento sob UV e no início dos experimentos, percentual para a resistência série, R_s , paralela, R_{sh} , corrente de saturação, I_0 , fator de idealidade, m e fator de forma, F_F , para as tecnologias monocristalina e policristalina

	Monocristalina (%)			Policristalina (%)		
	A	D	SC	A	D	SC
R_s	0,22	-0,09	-0,12	0,05	0,12	0,02
R_{sh}	-0,59	-0,38	-0,58	-0,29	-0,24	-0,29
I_0	-0,25	0,15	-0,11	-0,82	-0,70	-1,33
m	-0,21	-0,17	-0,05	-0,18	-0,20	-0,20
F_F	-0,05	0,04	0,02	-0,04	-0,06	-0,02

A análise de desempenho do sistema procedeu à determinação do percentual da degradação da potência relativa dos protótipos com e sem concentrador, por meio das Equações (29) e (30) e de acordo com a norma IEC 62108. Os resultados para as duas tecnologias estão indicados na Tabela 4.6, para os protótipos expostos em *campo*.

Tabela 4. 6: Percentuais de degradação da potência relativa para os protótipos com concentrador A e D, sem concentrador, SC, expostos em campo

Degradação (%)_ protótipos em campo			
Monocristalina		Policristalina	
A (^_^)	0.13	A (^_^)	0.05
D (^^^)	0.09	D (^^^)	0.15
SC	0.03	SC	0.11

Avaliando-se A Tabela 4.6, o protótipo A para a tecnologia monocristalina atingiu um percentual de degradação maior do que para a tecnologia policristalina. O contrário ocorreu com o protótipo D e o protótipo sem concentrador, SC, isto é, seu percentual de degradação foi menor do que para a tecnologia monocristalina.

A Tabela 4.7 exhibe os percentuais de degradação da potência relativa para os protótipos com e sem concentrador para as tecnologias utilizadas, considerando-se que os cálculos foram realizados com os dados medidos *após o período de envelhecimento precoce*, de aproximadamente 562 dias, a partir da característica escura, com os protótipos mantidos em laboratório.

Tabela 4. 7: Percentuais de degradação da potência para os protótipos com concentrador A e D, sem concentrador, SC, expostos à UV

Degradação (%)_ protótipos sob UV			
Monocristalina		Policristalina	
A (^_^)	0,16	A (^_^)	0,15
D (^^^)	0,14	D (^^^)	0,19
SC	0,15	SC	0,18

Analisando-se a Tabela 4.7, verificou-se que para a tecnologia policristalina, os protótipos D e SC, sem concentrador, atingiram um valor maior de degradação da potência do que para a tecnologia monocristalina. O oposto em relação à tecnologia monocristalina, ocorreu para o protótipo A.

As Figuras 4.29 e 4.30 ilustram o comportamento do coeficiente de tensão em função da temperatura, β , a partir do ensaio sem iluminação, com os valores da temperatura variando entre 26 °C e 57°C. Uma inclinação maior da reta em relação ao

eixo de ox indica um valor mais elevado para β , assim como, também mostra que seus valores sofrem uma redução à medida que a temperatura aumenta.

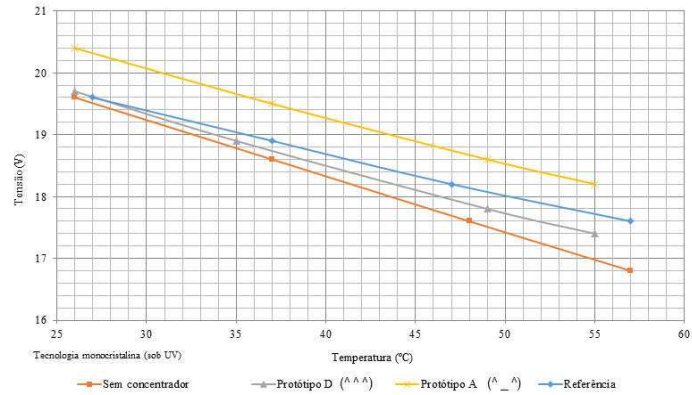


Figura 4. 29: Comportamento do coeficiente de temperatura nos testes de corrente escura, com a temperatura variando entre 26 e 57 °C, tecnologia monocristalina.

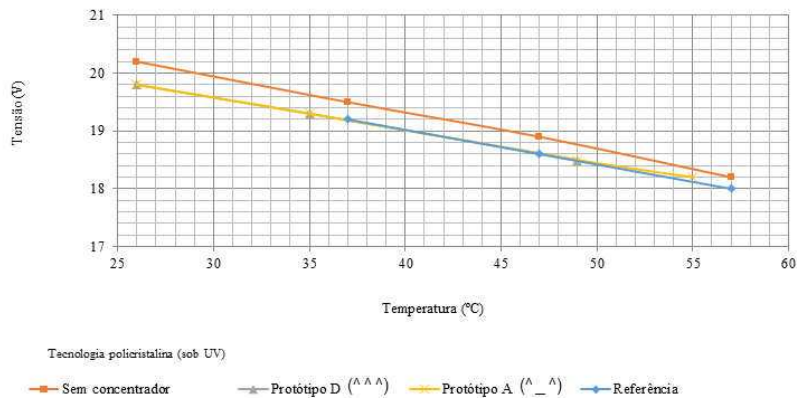


Figura 4. 30: Comportamento do coeficiente de temperatura nos testes de corrente escura, com a temperatura variando entre 26 e 57 °C, tecnologia policristalina.

Os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico foram avaliados para determinação de seu percentual de degradação. Observou-se que as variações da resistência paralela ou resistência *shunt*, R_{sh} , podem influenciar no comportamento da tensão de circuito aberto, V_{ca} , ou seja, as reduções nos valores da R_{sh} provocam as reduções da V_{ca} que consequentemente levam à diminuição dos valores do fator de forma, F_F , e da eficiência do sistema, η . Os valores da resistência série quando

aumentam, também provocam reduções nos valores do fator de forma, levando à uma eficiência menor (Pysha et al., (2007); Radue e Dyk, 2009).

iv) Inspeção visual

Os módulos utilizados no experimento, antes, durante e no final do período de exposição à UV e em campo foram inspecionados visualmente, observou-se que:

- não indicaram formação de pontos quentes e nem de bolhas na parte de trás, que poderiam levar ao descolamento do EVA, material que envolve a célula e nem na parte da frente que poderiam levar à dissociação da luz e o aumento da reflexão, diminuindo a porção de radiação incidente na célula de acordo com trabalho de Mcintosh et al. (2011);
- não houve degradação provocada pela corrosão, o que geraria penetração de umidade na carcaça do módulo, aumentando a condutividade elétrica do material, danificando as conexões metálicas e as correntes de fuga e reduzindo-se a aderência entre as células e a parte metálica e o seu rendimento de acordo com Ndiaye et al. (2013);
- Observou-se nos módulos da tecnologia policristalina desgaste nos parafusos que fixam a caixa de conexão na sua parte externa, porém a borracha de vedação deu proteção à caixa durante o período de exposição em campo, não permitindo a entrada de água, umidade e ou sujeira no seu interior, Figura 4.31. A caixa de conexão da tecnologia monocristalina, permaneceu intacta.

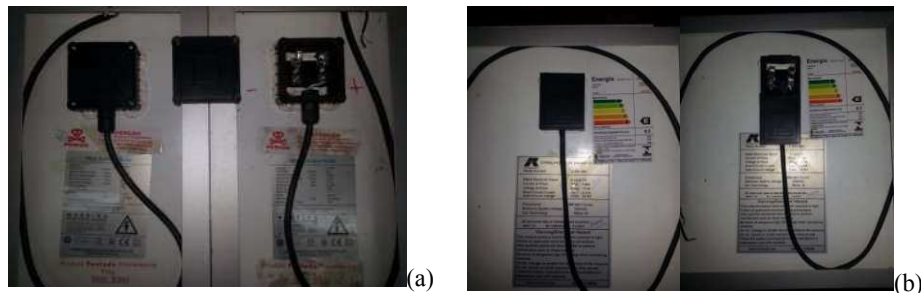


Figura 4. 31: Visão da caixa de conexão na parte de trás dos módulos expostos em campo:(a) tecnologia policristalina, parafusos externos enferrujados e (b) tecnologia monocristalina, sem danos.

- Não foi observada a existência de delaminação (descolamento do polímero do encapsulante e da célula e, desta, com o vidro de cobertura frontal) que poderia

provocar o aumento da reflexão da luz e da infiltração de água, além de riscos elétricos, provocando a deterioração física e química (MUNOZ et al., 2011);

- não foi detectado o descoloramento provocado pela degradação do EVA, que colocaria a célula em contato com o oxigênio gerando o dióxido de silício, oxidando-se, levando a cor do módulo de amarelo para marrom, reduzindo a potência gerada em função da diminuição da transmitância (NDIAYEA et al., 2013).
- não houve ruptura dos vidros frontais dos módulos, apenas o acúmulo de pequena porção de poeira, em quantidade maior em campo do que, obviamente, em laboratório.

A Figura 4.32 mostra a imagem dos módulos depois do período de ensaios, nota-se que não sofreram avarias e ou danos físicos em função dos testes em campo e em laboratório no processo de degradação acelerada, mostramos dois módulos apenas, mas representam o aspecto físico observado nos demais.

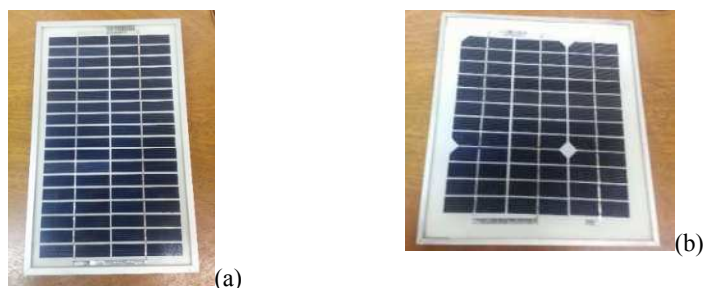


Figura 4. 32: Imagem dos módulos depois do período de ensaios em campo e sob radiação UV: (a) tecnologia policristalina e (b) tecnologia monocristalina.

4.5. Conclusão

Os parâmetros elétricos dos protótipos fotovoltaicos com e sem concentrador foram avaliados para determinação do nível de degradação atingido em processo de envelhecimento precoce, submetidos à radiação UV, por um período de aproximadamente 562 dias, equivalentes à exposição dos protótipos em campo por um período de pelo menos 18,7 anos considerando-se que 30 dias sob UV equivalem a 1 ano de exposição ao espectro ultravioleta da radiação solar, em campo. Considerando-se o uso de concentradores, e a norma adotada, teríamos, para o sistema sem concentração da radiação UV, 23,7 anos de exposição em campo (2.388,5 kWh m⁻²). Para o sistema

com concentradores e fator de concentração da radiação ultravioleta em cerca de dois, o tempo equivalente seria de 36 anos de exposição em campo (3.653 kWh m^{-2}).

A degradação da potência relativa para a tecnologia monocristalina foi de 16%, 14% e 15% para os protótipos A, tipo V; D, tipo W e SC, protótipo sem concentrador, respectivamente. Para a tecnologia policristalina foram 15%, 19% e 18% seguindo a mesma ordem. Comparando-se os resultados para os ensaios com os protótipos expostos sob radiação UV com os protótipos expostos em campo por um período de 6 meses, os percentuais para degradação da potência relativa dos protótipos foram para A, D, e SC, maiores em 23%, 55,6% e 400%, respectivamente. A relação entre a degradação da potência para a tecnologia policristalina, seguindo a mesma sequência, foi maior em 200%, 26,7% e 63,6%.

Em comparação com simulação sintetizada no tópico 3.3.4, *Final productivity*, Capítulo 3, o rendimento percentual final em kWh KW_P^{-1} , para um sistema com e sem concentração depois de 25 anos foi de 86%, tem-se assim, que a degradação depois deste período permitiria um rendimento percentual mínimo de 81% e máximo de 86% para as tecnologias;

Observaram-se variações da resistência *shunt*, R_{sh} , levando a reduções da V_{ca} e conseqüentemente pequenas reduções dos valores do fator de forma, F_F , levando conseqüentemente a diminuições da eficiência do sistema, η .

A inspeção visual antes, durante e depois dos ensaios mostraram que fisicamente, não foram observados, elementos de degradação nos protótipos com e sem concentração, não se detectou a delaminação e o descoloramento, quebras ou fissuras no vidro de proteção na parte da frente dos módulos, pontos quentes ou bolhas e perdas de adesão, a caixa de conexão permaneceu intacta e sem defeitos.

4.6. Referências Bibliográficas

ASTM G 173-03. Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface.

BELTRÃO, R. E. A. Efeito da temperatura na geração de energia de módulos fotovoltaicos submetidos a condições climáticas distintas. Estudo de caso para as localidades de Recife e Araripina. Dissertação (Mestrado em Tecnologias Energéticas e Nucleares). 2008, 171 p. Universidade Federal de Pernambuco. Recife, Brasil, **2006**.

BOLTON, J. R. Solar Cells - a technology assessment. *Solar Energy*, v. 31, n. 5, p. 483 – 502, **1983**. doi:10.1016/0038-092X(83)90052-X.

- BÜHLER, A. Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação. 2007, 72 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, Brasil, **2007**.
- CAAMAÑO, E.; LORENZO, E.; ZILLES, R. Quality control of wide collections of PV modules: lessons learned from the IES experience. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 7, p. 137-149, **1999**. Doi: 10.1002/(SICI)1099-159X(199903/04)7:23.3.CO;2-3.
- CABRAL, C. V. T., Oliveira Filho, D., Diniz, A. S. A. C., Martins, J. H., Toledo, O. M., Machado Neto, L. V. B. A stochastic method for stand-alone photovoltaic system sizing. *Solar Energy*, v. 84, n. 9, p. 1628–1636, 2010. doi:10.1016/j.solener.2010.06.006.
- CAMPBELL Scientific. Available online: <<https://www.campbellsci.es/cmp3-especificaciones>>. Accessed at: June 15, **2015**.
- CHANGWOON, H; NOCHANG, P; JAESEONG, J. Lifetime prediction of silicon PV module ribbon wire in three local weathers. *Photovoltaic Module Reliability Workshop*. **2012**. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw12_poster_si_han.pdf>
- CHINALAND _ Chinaland solar Energy Co., Ltd. Disponível em: <<http://www.chnland.com/en/>>. Acesso em: 15/02/**2013**.
- GHANI, F.; DUKE, M.; CARSON, J. Numerical calculation of series and shunt resistances and diode quality factor of a photovoltaic cell using the Lambert W-function. *Solar Energy*, v. 91, p. 422-431, **2013**. doi:10.1016/j.solener.2012.09.005.
- GREEN, M. A. Crystalline and thin-film silicon solar cells: State of the art and future potential. Elsevier Ltd: *Solar Energy*, v. 74, p. 181–192, **2003**. doi:10.1016/B978-0-08-087872-0.00117-7.
- HERNÁNDEZ, IGNACIO ANTÓN. Métodos y equipos para la caracterización de sistemas fotovoltaicos de concentración. **2004**, 267 p. Tesis Doctoral, E.T.S.I. Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, 2004.
- IEC 60891 - Internacional Electrotechnical Commission. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I–V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices. 2nded. **2009**.
- IEC 60902-5 - Internacional Electrotechnical Commission. Photovoltaic devices - Part 2: Requirements of solar reference devices.
- IEC 60904-1 - Internacional Electrotechnical Commission. Photovoltaic devices Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. **2011**.
- IEC 60904-5 - Internacional Electrotechnical Commission. Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method. **2012**.
- IEC 60904-9 - Internacional Electrotechnical Commission. Photovoltaic devices Part 9: Solar simulator performance requirements. **2008**.
- IEC 61215 - Internacional Electrotechnical Commission. International Standard, Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules (PV) – Design Qualification and Type Approval. 2nd ed., **2005-04**. 93p.

- IEC 61853 - Internacional Electrotechnical Commission. Standard Proposal: Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating. **2011**.
- JORDAN, D.C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates — an analytical review. NREL - National Laboratory of the U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC, **2012**.
- KAZMERSKI, L. L. Photovoltaics: A review of cell and module technologies. *Renewable and Sustainable and Energy Reviews*, v. 1, n. 1-2, p. 71-170, **1997**. doi:10.1016/S1364-0321(97)00002-6.
- KAZMERSKI, L. L. Solar photovoltaics R&D at the tipping point: a 2005 technology overview. *Journal of Electron Spectroscopy and Related Phenomena*, v. 150, p. 105–135, **2006**. doi:10.1016/j.elspec.2005.09.004.
- KEMPE, M. D. Ultraviolet light test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules. *Solar Energy Materials & Solar Cell*, v. 94, n. 2, p. 246-253, **2010**. doi:10.1016/j.solmat.2009.09.009.
- KEMPE, M. D., KILKENNY, M., MORICONE, T. J., ZHANG, J. Z. Accelerated stress testing of hydrocarbon-based encapsulants for medium-concentration cpv applications. *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Philadelphia, PA, **2009** 34th IEEE, p. 001826–001831. doi: 10.1109/PVSC.2009.5411508.
- KHAN, F.; BAEK, S.-HO; KIM, J. H. Intensity dependency of photovoltaic cell parameters under high illumination conditions: An analysis. *Energia Aplicada*, v. 133, p. 356-362, **2014**. doi:10.1016/j.apenergy.2014.07.107.
- KOMAE _ Komaes Solar Co. Ltd. Disponível em: <<http://www.komaes-solar.com/>>. Acesso em: 15/02/**2013**.
- LEITE, D. S. Degradação Induzida pelo potencial (PID) em módulo fotovoltaico, 143 p. Dissertação (Mestrado). FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Portugal, **2012**.
- LI, M.; JI, X.; LI, G.; WEI, S.; LI, Y.; SHI, F. Performance study of solar cell arrays based on a trough Concentrating Photovoltaic/Thermal system. *Applied Energy*, v. 88, n. 9, p. 3218–3227, **2011**. doi:10.1016/j.apenergy.2011.03.030.
- LIA, M.; JIA, X.; LIA, G.; WEIA, S.; LIB, Y.; SHIC, F. Performance study of solar cell arrays based on a Trough Concentrating Photovoltaic/Thermal system. *Applied Energy*, v. 88, n. 9, **2011**, p. 3218–3227. Doi: 10.1016/j.apenergy.2011.03.030.
- LIMA, M. L. Refino de silício metalúrgico por solidificação direcional transiente.. 109 p. Dissertação (Mestrado), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, **2013**.
- LIN, G.H.; CARLSON, D.E. Photovoltaics in the year 2025. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 25, p.807-811, **2011**. Elsevier Science Ltd Lorenzo, E. Energy Collected and Delivered by PV Modules. In: LUQUE, A. doi:10.1016/S0360-3199(00)00004-5.
- LIN, WEI-CHUN. Non-tracked mirror-augmented photovoltaic design and performance, Master of Science. Department of Material Science and Engineering, Case Western Reserve University, **2012**.

- LUCCHI - Componentes para sistemas de iluminação e alumínio especiais. Available online: <<http://www.lucchi.com.br/>>. Accessed at: June 16, **2015**.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. Handbook of photovoltaic science and engineering. New York, Wiley, 1179 p., **2003**.
- MACHADO NETO, L.V.B. Caracterização de geradores e desenvolvimento de um sistema de acompanhamento de máxima potência para os sistemas fotovoltaicos autônomos aplicados a eletrificação rural. PhD Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola). Universidade Federal de Viçosa, Vicosá, Minas Gerais, Brazil, **2006**, 199.
- MANNAN, K. D.; BANNEROT, R. B. Optimal geometries for one and two faceted symmetric side wall booster mirrors. *Solar Energy*, v. 21, n. 5, p. 385-391, **1978**. doi:10.1016/0038-092X(78)90170-6.
- MANZANARES, J. L. B. Tecnologia de células solares de silício cristalino. **2008**. 50p. Master em Energía Renovables y Mercado Energético. DER – CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientas & Tecnológicas), 2008, Espanha.
- MCINTOSH, K. R.; POWELL, N. E.; NORRIS, A. W.; COTSELL, J. N.; KETOLA, B. M. The effect of damp-heat and UV aging tests on the optical properties of silicone and EVA encapsulants. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 19, n. 3, p. 294 – 300, **2011**, doi. 10.1002/pip.1025.
- MEYER, D.; BERG, L.; DODD, O.; JOHNSON, T.; WEISS, L. Effect of photovoltaic module shading properties on project energy density. tenK solar Inc., **2012**. Disponível em: <<http://tenksolar.com/resources/white-papers/>>
- MUNOZ, M.A; ALONSO-GARCIA, M.C; NIEVES, V; CHENLO, F., **2011**. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar Energy* 85, 2264–2274. doi:10.1016/j.solener.2011.06.011.
- MURATA, K.; YAGIURA, T.; TAKEDA, K.; TANAKA, M. KIYAMA; S. New type of photovoltaic module integrated with roofing material (highly fire-resistant PV tile). *Solar Energy, Materials & Solar Cells*, v. 75, n. 3-4, p. 647–653, **2003**. doi:10.1016/S0927-0248(02)00150-2.
- NAP - Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. *Energía Solar Fotovoltaica*. Ed. Ibergraphi, S.L.L. 122 p., **2002**. Disponível em: <http://www.coitaoc.org/files/estudios/energia_solar_fotovoltaica_2e5c69a6.pdf>.
- NDIAYE, A.; CHARKI; A.; KOBI, A.; KÉBÉ, C. M. F.; NDIAYE; P. A.; SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy*, v. 96, p. 140–151, **2013**. doi:10.1016/j.solener.2013.07.005
- PARIDA, B; INIYAN, S.; GOIC, R. A Review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 3, p. 1625–1636, **2011**. doi:10.1016/j.rser.2010.11.032.
- PREGELJ, A.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A.; RISTOW, A. Estimation of PV systems reliability parameters. School of Electrical and Computer Engineering Georgia Institute of Technology Atlanta, USA. Available: <http://www.ece.gatech.edu/research/UCEP/papers/estimat.pdf>. Access: 21/06/**2013**.

- PRIEB, C. W. M. Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos. 2002, 54p. Dissertação (Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, **2002**.
- PYSCHA.; METTEA, A.; GLUNZA, S.W. A review and comparison of different methods to determine the series resistance of solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 91, nº 18, **2007**, p. 1698–1706. doi:10.1016/j.solmat.2007.05.026.
- RADUE, C.; E. van DYK, E. Degradation analysis of thin film photovoltaic modules. *Physica B: Condensed Matter*. Volume 404, Issue 22, 1 December **2009**, Pages 4449–4451. Proceedings of the Third South African Conference on Photonic Materials. doi:10.1016/j.physb.2009.09.011.
- RODRIGUES, P. M. F. Sistema de geração e aquisição das características I-V de módulos fotovoltaicos. 41p. Dissertação (Engenharia Industrial,) – Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Bragança, Portugal, **2009**.
- RUIZ, C. S. B. Avaliação da formação e degradação de filmes de vernizes curados por radiação ultravioleta e feixe de elétrons e expostos ao envelhecimento acelerado. **2003**. Tese (Doutorado em Físico-Química). Instituto de Química, Universidade de São Paulo, São Paulo, **2003**.
- SANGANI, C. S.; SOLANKI, C. S. Experimental evaluation of v-trough (2 suns) PV concentrator system using commercial PV modules. *Solar Energy, Materials and Solar Cells*, v. 91, p. 453-9, **2007**. Doi:10.1016/j.solmat.2006.10.012
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy*, v. 92, n. 11, p. 1393-402, **2008**. Elsevier. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016>.
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J.A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, **2009**, p. 614-624.
- SOLANKI, C. S.; SANGANI, C. S. D.; GUNASHEKAR, G. A. Enhance heat dissipation of V-trough pv modules for better performance. *Solar Energy Materials & Solar Cell*, Elsevier, v. 92, n. 12, p. 1634-8, **2008**. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2008.07.022>.
- SOTO, W DE; KLEIN, S. A; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, n. 80, v. p. 78-88, **2006**. Doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- ULTRAVITALUX – Osram Licht A.G. Disponível em: <https://www.regroshop.at/medias/sys_master/regro/regroimages/9887435358238.pdf?mime=application%2Fpdf&realname=Te_ZMP_60829.pdf>. Acesso em:10/07/**2015**.
- VICTORIA, M.; ASKINS S.; DOMÍNGUEZ C.; SALA, A. G. Durability of dielectric fluids for concentrating photovoltaic systems. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, v. 113, p. 31–36, **2013**. doi:10.1016/j.solmat.2013.01.039.

Capítulo 5

Sustentabilidade e eficiência energética: Sistema híbrido, solar/diesel, com concentração de energia solar como fonte de energia alternativa e renovável para comunidade rural ou região de ecoturismo

Resumo: A confiabilidade técnica nos sistemas fotovoltaicos tem possibilitado a sua inserção como alternativa para o desenvolvimento sócio-econômico para regiões isoladas ou comunidades rurais, proporcionando aos indivíduos mais qualidade de vida e a acessibilidade à energia elétrica. Esta pesquisa avaliou o uso de concentradores óticos integrados aos módulos fotovoltaicos, simulou a sua eficiência na geração de energia elétrica, avaliou o nível de irradiância solar global para diferentes cidades do Brasil localizadas nas regiões equatorial, tropical e temperada. Foi determinado o potencial dos ganhos de geração de energia com esta tecnologia. Foram considerados a energia solar e os efeitos do ângulo de incidência da posição do sol na irradiação para diferentes localizações geográficas. Realizou-se análise econômica, considerando o custo do sistema híbrido, PV/diesel com concentradores em relação ao PV com concentradores. Como resultado, obteve-se uma produtividade final que garante acessibilidade ao consumidor à energia elétrica, que apesar do custo do sistema híbrido, PV/diesel ser maior do que PV, tem-se a vantagem da complementaridade energética para períodos de energia faltante. O uso de concentradores permite uma redução no custo inicial do sistema.

Palavra chave: sustentabilidade, sistema híbrido, energia alternativa, concentradores,

5.1 Introdução

As fontes de energia renovável utilizadas em conjunto, eólica/solar, eólica/diesel/solar, solar/hidroelétrica/eólica, solar/diesel, constituem o sistema híbrido, são fontes que se complementam, têm características e particularidades que combinadas, levam eficiência e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Os valores do R\$ kWh⁻¹ pagos pelo consumidor brasileiro pela energia elétrica, continuamente acrescida de reajustes, têm impulsionado a busca por soluções alternativas ao fornecimento de energia elétrica até então garantidos, pelas concessionárias de energia elétrica. A ocupação de regiões isoladas faz com que se busque alternativas para atender às necessidades básicas das pessoas aí residentes.

A Lei 8.171, de 17 de maio de 1991 estabelece a política de irrigação e drenagem para todo o território nacional, considerando o agricultor irrigante familiar, de pequeno, médio ou grande porte, pessoa física ou jurídica, com comprovada aptidão para irrigação, vivendo em áreas de reforma agrária ou de colonização ou inseridos em projetos públicos de irrigação (MIN, 2015).

A Lei 12.787, de 11 de janeiro de 2013 estabelece como Política Nacional de Irrigação em que projetos públicos ou privados de irrigação alimentados com sistemas fotovoltaicos podem receber incentivos fiscais, crédito rural e seguro rural, desde que implementados em regiões carentes e de baixo índice de desenvolvimento social e econômico (MIN, 2015). A lei florestal mineira - Lei nº 20.922, de 16/10/2013 estabelece traz melhorias para os produtores irrigantes.

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabelece os procedimentos de acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, criando o sistema de compensação de energia elétrica, *net metering*, que permite ao consumidor gerar energia, em sua unidade consumidora, por meio de fontes de energia alternativa como os geradores fotovoltaicos ou as turbinas eólicas, podendo o saldo final, entre o consumo e a geração, ser utilizado como receita para o consumidor em uma próxima fatura (ANEEL, 2015).

O governo brasileiro em 2003 lançou o Programa Luz para todos, por meio do Decreto 4.873 com a coordenação do Ministério de Minas e Energia e gestão operacional da Eletrobrás, com o objetivo de inserir regiões de baixo Índice de

Desenvolvimento Humano e famílias de baixa renda em projetos do governo federal e programas sociais de serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento (MME, 2015).

Um programa de políticas públicas, como o Programa Luz para todos, que além de levar eletricidade às comunidades de difícil acesso, levasse água para as culturas irrigadas, complementaria este programa, aprimorando e fortalecendo o uso eficiente dos recursos hídricos na agricultura brasileira. A hibridização de geração de energia convencional por geradores de energia e sistemas de geração fotovoltaica podem permitir economia em vários setores agrícolas.

Este cenário conduz ao interesse pela energia solar fotovoltaica, fonte de energia alternativa e renovável, em função de suas características como, portabilidade, mobilidade, confiabilidade, acessibilidade e incentivos financeiros advindos da redução nos custos iniciais. Assim, mais acessível técnica e economicamente, possibilita a sua inserção em regiões isoladas a fim de proporcionar aos indivíduos mais qualidade de vida, levando-os ao desenvolvimento social, às atividades de ecoturismo, tornando-as sustentáveis.

De acordo com Solano-Peralta et al. (2009) e PNUD (2015), apesar do número de pessoas com acesso à energia elétrica ter aumentado em cerca de 1,7 bilhão no mundo, ainda uma em cada cinco pessoas não tem acesso à eletricidade. A energia sustentável foi um dos 17 temas da Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável (DPSs), um dos objetivos é assegurar o acesso à energia confiável e sustentável. Mazzanti et al. (2012) estima um período de *payback* gradativamente menor para o GPV, apostando na igualdade tarifária com as concessionárias de energia elétrica.

A distribuição de energia no meio rural prioriza a sua produtividade principal, que pode ser para operar máquinas agrícolas, para processar alimentos, para subsistência, para irrigação, para a pecuária, para a refrigeração e aquecimento ou para o bombeamento de água. O fato é que a tecnologia e as políticas de inserção e valorização do homem no campo precisam oferecer suporte para que suas atividades sejam economicamente viáveis e atrativas (BUNDSCHUH e CHEN, 2014).

5.2 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos econômicos, sociais e ecológicos das aplicações do sistema híbrido, solar/diesel com concentrador para regiões isoladas ou estações de ecoturismo, localizadas nas regiões equatorial, tropical e temperada.

Objetivos específicos:

Os objetivos específicos são:

- (i) Dimensionamento de sistema híbrido, fotovoltaico/diesel;
- (ii) Análise econômica de sistema híbrido, com concentração de energia solar.

5.3 Material e Métodos

O estudo foi desenvolvido no Laboratório da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa, MG, localizada na cidade de Viçosa, Minas Gerais, Brasil com Latitude de 20°45'14 S, e Longitude de 42° 52'53 W, e no Instituto de Energia Solar na Universidad Politécnica de Madrid, Espanha, Latitude de 40° 24'59'' e Longitude de 3° 42' 9''.

5.3.1 Metodologia

Os dados meteorológicos e elétricos foram coletados e os parâmetros característicos do protótipo P_{cc} (protótipo com concentrador), modelo tipo V, foram utilizados para análise do sistema fotovoltaico com concentrador.

O desempenho de sistemas fotovoltaicos com concentradores solares planos e fixos, tipo V, foi analisado para regiões tropicais, equatoriais e em latitudes maiores que os trópicos, simulando a eficiência na geração de energia, avaliando o nível de irradiação solar global e o sombreamento em sua superfície. Foram escolhidas as cidades de Viçosa, Minas Gerais, Brasil (Latitude 20° 45' 14'' S, Longitude 42° 52' 55'' O, 648 m de altitude), Manaus, Amazonas, Brasil (Latitude 3° 7' 3'' S, Longitude 59° 52' 30' O, 92 m de altitude) e Marau, Rio Grande do Sul, Brasil (Latitude 28° 26' 52'' S, Longitude 52° 11' 14'' O, 571 m de altitude).

Determinaram-se a partir de sua localização, suas condições climatológicas, a demanda de energia elétrica, para a realização do dimensionamento utilizando como fontes o sistema fotovoltaico e o gerador diesel na composição do sistema híbrido.

5.3.2 Energia solar e efeitos do ângulo de incidência da posição do sol na irradiação para diferentes localizações geográficas

Os aspectos da radiação solar horizontal dos dias típicos de cada mês, com a decomposição das componentes direta e difusa (modelos céu médio e céu claro) foram determinados para avaliação, assim como as correlações entre a fração de difusa, K_D , o índice de claridade, K_T , e a produtividade anual, tendo como dados de partida a irradiação e a temperatura expressadas em função da média mensal dos valores diários (INEICHEN, 2011).

Para mensurar os valores de umidade relativa, temperatura ambiente, direção e velocidade de vento e precipitação pluviométrica uma estação meteorológica portátil, desenvolvida pela Universidade Federal de Viçosa, foi utilizada, conectada à porta USB do PC via adaptador 1-wire/USB (PINTO, 2008). As medidas da estação meteorológica foram programadas para serem coletadas a cada 1 minuto, com registro de seus valores médios.

No estudo da radiação solar global para as regiões considerou-se a partição horária, que possibilitou a obtenção de uma série maior de dados, além de reduzir as alterações do meio atmosférico diário em decorrência da cobertura do céu, determinando assim, maior precisão na determinação da fração de difusa. Tal procedimento foi utilizado por ser o mais indicado para estudos do aproveitamento da radiação solar para sistemas fotovoltaicos, para se conhecer os fenômenos instantâneos da radiação solar.

A partir das bases de dados solarimétricos SODA e SWERA de radiação global, com partição horária, determinaram-se uma série de dados diários de radiação global, considerando-se um dia representativo, um dia médio, objetivando não perder, apesar das variações climáticas, os padrões de variabilidade da radiação solar diária, que ocorrem com os valores médios mensais, devido à imprecisão para simular perfis diários, (IQBAL, 1983; SODA, 2014; SWERA, 2014).

Avaliaram-se os efeitos da radiação solar direta, da radiação solar difusa e do albedo na conversão de energia dos sistemas fotovoltaicos localizados em três cidades

do Brasil, observando-se que nos dias claros a radiação solar direta prevalece, mas nos dias cobertos por nuvens a radiação solar difusa é predominante (SILVA, 2011; IQBAL, 1983).

As características essenciais para análise da variabilidade ou intensidade de energia sobre a superfície, consideradas, foram: localização geográfica, ângulo zenital, altitude solar, declinação solar, ângulo horário, inclinação da superfície, azimute da superfície e, ângulo de incidência sobre a superfície.

Foi determinada a posição do sol, definida pelo ângulo zenital, com os ângulos conhecidos como a latitude, a declinação e o ângulo horário, (IQBAL, 1983).

O ângulo zenital (Z) e o ângulo azimutal de superfície (ψ) foram determinados pelas Equações (8) e (9) em função de: latitude geográfica (φ), a declinação (δ) e ângulo horário (h). Assim foi possível descrever a posição do sol em relação ao plano horizontal.

$$\begin{aligned} \cos(Z) &= \text{sen}(\varphi) \text{sen}(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(h) = \text{sen}(\theta) \\ \cos(Z) &= \text{sen}(\varphi) \text{sen}(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(h) \end{aligned} \quad (8)$$

e

$$\cos(\psi) = \frac{\text{sen}(\theta) \text{sen}(\varphi) \text{sen}(\delta)}{\cos(\theta) \cos(\varphi)} \text{sen}(\varphi) \quad (9)$$

A posição do Sol em relação à superfície inclinada, ângulo (β), foi determinada em função do ângulo zenital (Z), do ângulo azimutal de superfície (ψ), por meio da Equação (10). O ângulo β , é o ângulo entre a superfície horizontal e a superfície do sistema. A posição do Sol é o ângulo formado entre a normal à superfície e a reta determinada pela direção da radiação solar direta (IQBAL, 1983).

$$\begin{aligned} \cos(Z) &= (\text{sen}(\varphi) \cos(\beta) - \cos(\varphi) \text{sen}(\beta) \cos(\psi)) \text{sen}(\delta) + \\ &+ (\cos(\varphi) \cos(\beta) \text{sen}(\varphi) \text{sen}(\beta) \cos(\psi)) \cos(\delta) \cos(h) + \\ &+ \cos(\delta) \text{sen}(\beta) \text{sen}(\psi) \text{sen}(h) \end{aligned} \quad (10)$$

A equação anterior fica reduzida à Equação (11) para o caso em que o ângulo azimutal de superfície é equivalente à 180°, sistema solar voltado perfeitamente para o norte geográfico, ao meio dia solar e para uma superfície horizontal, $\beta = 0$.

$$\cos(Z) = \cos(\delta - \varphi) \cos(\beta) + \sin(\delta - \varphi) \sin(\beta) \quad (11)$$

Determinou-se a irradiação extra-atmosférica diária para conhecer a irradiação global diária incidente nas cidades. Para estimar a irradiação direta foi necessário determinar a diferença entre as irradiações global e difusa projetada no plano horizontal. Considerou-se a irradiação em uma hora (kWh m^{-2}) numericamente igual à irradiância média nesse período (kW m^{-2}), supondo o seu valor coincidente com a irradiância no instante central desta hora (LIU e JORDAN, 1960).

A partir das bases de dados solarimétricos SODA e SWERA de radiação global, com partição horária, determinou-se o índice de claridade K_T , como razão entre a radiação global incidente na superfície da terra e a radiação incidente no topo da atmosfera. As condições do céu foram avaliadas de acordo com o seu valor, ou seja, se $K_T < 0,3$, o céu está nublado; se $0,3 < K_T < 0,7$, o céu está parcialmente nublado e quando está $K_T > 0,7$, o céu está limpo. Quando $K_T \approx 1$ tem-se uma energia incidente quase equivalente à que incide no topo da atmosfera (LIU e JORDAN, 1960).

Foram calculados os valores da fração da irradiação difusa, K_D , determinada pela razão entre a radiação difusa e a radiação global incidente na superfície da terra, utilizando-se como parâmetro que para valores maiores de K_T , têm-se resultados reduzidos para K_D e, uma atmosfera mais transparente, que ameniza pouco a irradiação extra-atmosférica (IQBAL, 1983; PEREZ, 1987; COLLARES-PEREIRA e RABL, 1979).

Foram determinados aspectos da radiação solar horizontal dos dias típicos de cada mês, com a decomposição dos componentes direta e difusa (modelos céu médio e céu claro). Foram determinadas as correlações entre K_D e K_T , e a produtividade anual de energia elétrica gerada nos sistemas solares fotovoltaicos com concentrador, em função da média mensal dos valores diários da irradiação e da temperatura ambiente (IQBAL, 1983, PEREZ, 1987, COLLARES-PEREIRA e RABL, 1979).

5.3.3 Sistema Híbrido, fotovoltaico/diesel

Utilizou-se, no dimensionamento do sistema híbrido, arranjo fotovoltaico, gerador diesel, para a combinação solar/diesel, bateria, controlador de carga e inversor. Além das características climatológicas e geográficas do local, a demanda elétrica para avaliação da viabilidade técnica e econômica para a implementação do sistema, Figura 5.1 (BELUCO et al., 2008; HAZELTON et al., 2013).

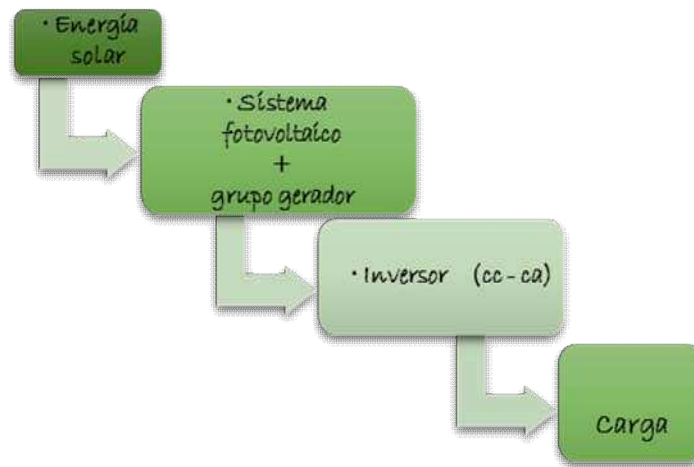


Figura 5. 1: Sistema híbrido e componentes: arranjo fotovoltaico, inversor, gerador diesel, inversor bidirecional e carga AC

5.3.4 Demanda de carga

A demanda de carga foi hipoteticamente idealizada, considerando-se as características climatológicas de cada uma das cidades para determinar a potência nominal do gerador. Utilizou-se o *software PVsyst Education* para a realização do dimensionamento do sistema sem concentrador e sem gerador diesel. A demanda de carga total diária foi idealizada para uma pequena comunidade rural ou estação de ecoturismo, para valores próximos de $10.100 \text{ Wh dia}^{-1}$.

5.4 Resultados e discussão

5.4.1 Análise climatológica

As informações obtidas das bases de dados SODA e SWERA, utilizadas, permitiram a comparação dos níveis energéticos entre as cidades escolhidas, bem como suas características climatológicas.

A Tabela 5.1 mostra os dados gerados para a radiação solar horizontal dos dias típicos de cada mês para modelo de dias médios, valores intermediários entre os momentos com e sem nuvens. Resultados para irradiação global de partida, irradiação extra-atmosférica, irradiação difusa diária, irradiação direta diária, no plano horizontal, orientação: 0°, indicada por (0) na Tabela 2.

Tabela 5. 1: Dados da irradiação para modelo de dia médio para Gd(0), BOd(0), Dd(0), Bd(0)

Dia Médio							
Gd(0)_Irradiação global de partida (kWh.m ⁻²)				BOd(0)_Irradiação extra atmosférica diária (kWh.m ⁻²)			
Mês	Viçosa	Manaus	Marau	Mês	Viçosa	Manaus	Marau
J	4,10	3,10	6,20	J	11,68	10,41	11,94
F	4,70	2,90	5,70	F	11,16	10,62	11,09
M	4,10	2,80	4,90	M	9,85	10,58	9,27
A	4,60	3,10	3,80	A	8,63	10,07	7,76
M	4,70	3,40	3,20	M	7,30	9,38	6,21
J	5,30	4,10	2,70	J	6,54	8,97	5,37
J	5,30	4,80	2,90	J	6,87	9,10	5,74
A	5,30	4,90	3,70	A	7,99	9,70	7,03
S	4,10	4,50	4,20	S	9,58	10,29	8,97
O	3,80	4,00	5,20	O	10,71	10,52	10,49
N	3,30	3,80	6,10	N	11,48	10,39	11,66
D	3,30	3,20	6,40	D	11,78	10,27	12,16
Ano	4,38	3,72	4,58	Ano	9,46	10,02	8,98

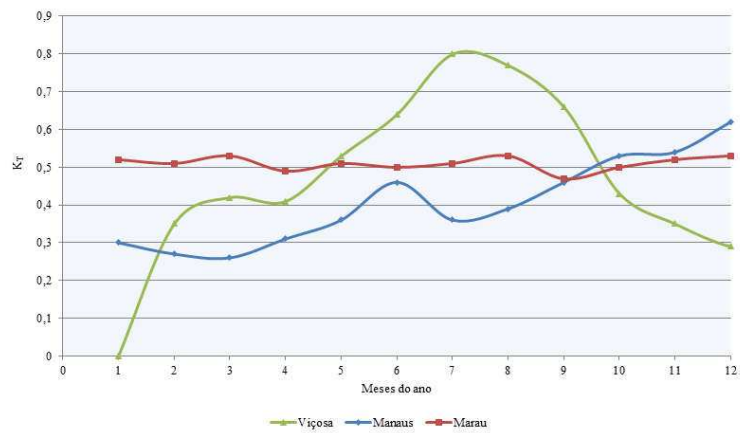
Dd(0)_Irradiação difusa diária (kWh.m ⁻²)				Bd(0)_Irradiação direta diária (kWh.m ⁻²)			
Mês	Viçosa	Manaus	Marau	Mês	Viçosa	Manaus	Marau
J	2,32	2,00	2,31	J	1,78	1,10	3,89
F	2,23	2,00	2,15	F	2,47	0,91	3,55
M	1,97	1,97	1,78	M	2,13	0,83	3,12
A	1,66	1,95	1,53	A	2,94	1,15	2,28
M	1,24	1,87	1,21	M	3,46	1,53	2,00
J	0,63	1,78	1,05	J	4,67	2,32	1,65
J	0,83	1,75	1,12	J	4,47	3,05	1,78

A	1,32	1,89	1,36	A	3,98	3,01	2,35
S	1,92	2,05	1,78	S	2,19	2,45	2,42
O	2,13	2,10	2,06	O	1,67	1,90	3,14
N	2,19	2,07	2,25	N	1,11	1,73	3,85
D	2,23	2,00	2,34	D	1,07	1,20	4,06
Ano	1,72	1,95	1,74	Ano	2,66	1,76	2,84

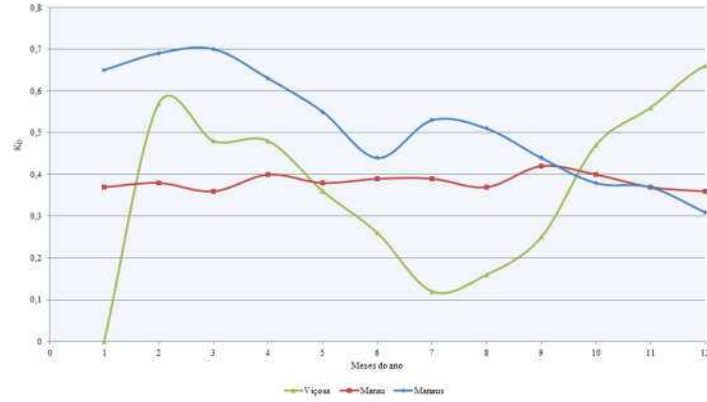
Nota: Cidades brasileiras: Viçosa, M. G. (20.75 S, 42.88 W); Manaus, Amazonas (3.12 S, 59.87 O); Marau, Rio Grande do Sul (28° 26' 52'' S, 52° 11' 14'' O). Fonte:(Swera; Soda, 2014).

Os valores médios para $B_d(0)$ para Marau são maiores, em média anual, 6,8% do que para a cidade de Viçosa e 61,4% em relação à Manaus. Viçosa recebe 51% de energia a mais do que Manaus.

A Figura 5.2 (a) ilustra o comportamento do índice de claridade K_T mostrando resultados maiores para a cidade de Viçosa em relação à Marau e Manaus, indicando uma atmosfera mais transparente, pelo menos até o mês de outubro, na idealização de dias médios. A Figura 5.2 (b) contém dados para a fração de difusa, maiores para a cidade de Manaus em relação às outras. Pode-se observar que na Tabela 5.1, os resultados para a irradiação direta diária correlacionam-se com este cenário.



(a)

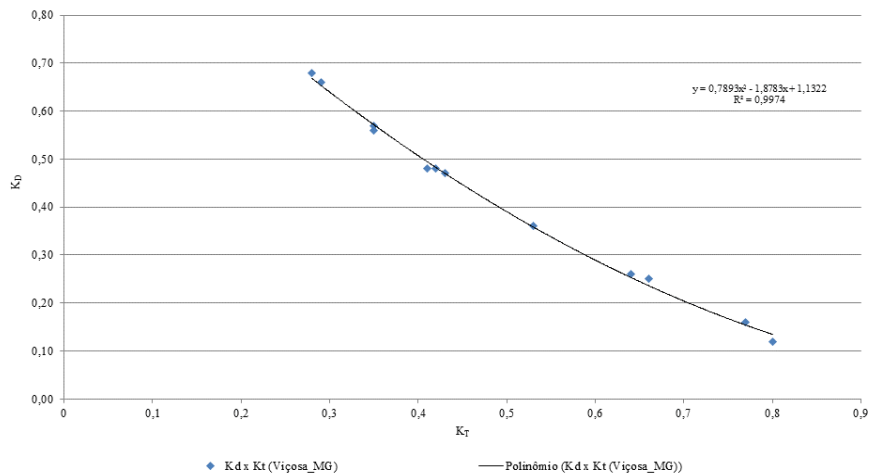


(b)

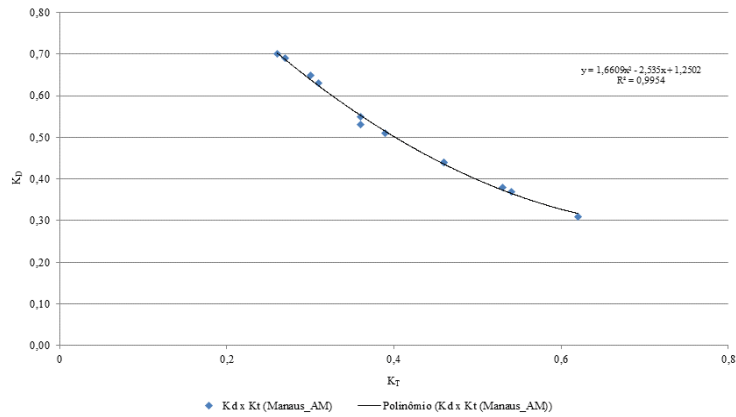
Figura 5. 2: Representação de dias médios para as cidades brasileiras: Viçosa, M. G.; Manaus, Amazonas e Marau, Rio Grande do Sul: (a) índice de claridade _ mostra o quanto é clara a atmosfera, adimensional (b) fração de difusa de irradiação global, adimensional.

Fonte: Swera; Soda, 2014.

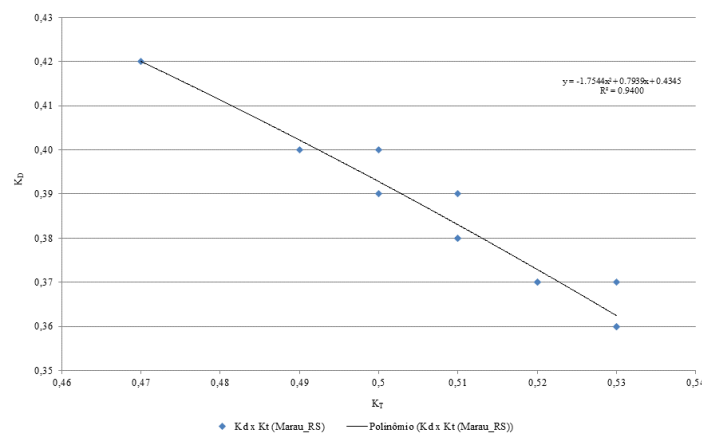
Correlacionando-se K_T e K_D obtêm-se a qualidade do ajuste, em que a variação de K_D é explicada por K_T em 99,7%, 99,5% e 94,0% para as cidades de Viçosa, Manaus e Marau respectivamente, Figura 5.3.



(a)



(b)



(c)

Figura 5. 3: Correlação entre K_D e K_T na idealização de dias médios para as cidades brasileiras: (a) Viçosa, M. G.; (b) Manaus, Amazonas; (c) Marau, Rio Grande do Sul.
 Fonte: Swera; Soda, 2014.

O índice K_T para as cidades atingiu valores com uma amplitude que variou entre 0 e 0,8 para Viçosa, 0 e 0,62 para Manaus e 0 e 0,53 para Marau, constituindo-se os limites mínimos e máximos de claridade local. Os valores para K_D variaram em uma amplitude entre 0 e 0,68 para Viçosa, 0 e 0,69 para Manaus e 0 e 0,42 para Marau.

A Tabela 5.2 informa resultados para o modelo de dias claros _ períodos com irradiação elevada e céu sem nuvens e, nublados, momentos de baixa irradiação e céu com nuvens. Resultados para a irradiação global, irradiação difusa diária, irradiação direta, no plano horizontal (orientação: 0° , indicada por (0) na Tabela 5.2).

Tabela 5. 2: Dados da irradiação solar no plano horizontal, indicado por (0), modelo de dias claros e nublados para Gd(0)_dc, Dd(0)_dc, Bd(0)_dc

Dias claros (idealização de céu claro)											
Gd(0)_dc (irradiação global, kWh.m ⁻²)											
	J	F	M	A	M	J	A	S	O	D	Ano
Viçosa	8,56	8,17	7,57	6,39	5,46	5,25	6,22	7,18	8,07	8,74	7,09
Manaus	7,64	7,76	7,47	7,54	7,10	6,91	7,28	7,63	7,39	7,21	7,34
Marau	9,52	8,55	6,85	5,61	4,44	4,18	5,34	6,62	8,43	9,89	6,90
Dd(0)_dc (irradiação difusa diária, kWh.m ⁻²)											
	J	F	M	A	M	J	A	S	O	D	Ano
Viçosa	1,78	1,72	1,36	1,19	0,93	0,77	0,83	1,13	1,42	1,66	1,27
Manaus	1,40	1,47	1,72	1,19	1,04	0,99	1,13	1,28	1,75	1,70	1,36
Marau	1,10	1,26	1,31	1,17	0,92	0,77	0,81	1,28	0,91	0,97	1,02
Bd(0)_dc (Irradiação direta, kWh.m ⁻²)											
	J	F	M	A	M	J	A	S	O	D	Ano
Viçosa	6,78	6,46	6,21	5,20	4,54	4,48	5,39	6,05	6,65	7,08	5,81
Manaus	6,24	6,29	5,76	6,35	6,06	5,92	6,16	6,36	5,64	5,50	5,98
Marau	8,42	7,29	5,54	4,45	3,52	3,41	4,52	5,34	7,52	8,92	5,88

Nota: Cidades brasileiras: Viçosa, M. G.; Manaus, Amazonas; Marau, Rio Grande do Sul.
Fonte: (Swera; Soda, 2014).

Observa-se na Tabela 5.2 que o total anual médio de Bd(0)_dc para Manaus é maior em relação às outras cidades. Porém, há maior nebulosidade, valores elevados de umidade e temperatura, com altos níveis de precipitações, não existindo diferenciação entre as estações, característica de clima equatorial úmido (Am). O total anual médio de Dd(0)_dc é cerca de 7% maior do que em Viçosa e 34% mais elevado do que em Marau.

Foi determinado o valor do fator turbidez de Linke, T_L , índice de turbidez atmosférica que indica o nível de atenuação da radiação do sol que passa pela atmosfera pelas partículas chamadas aerossóis e nuvens em suspensão, descrevendo a sua espessura ótica. Os resultados médios são menores nos meses de abril a setembro (outono e inverno) e, maiores na primavera e verão. Concomitantemente, tem-se que os valores de irradiação direta, são maiores à medida que T_L diminui, Figura 5.4.

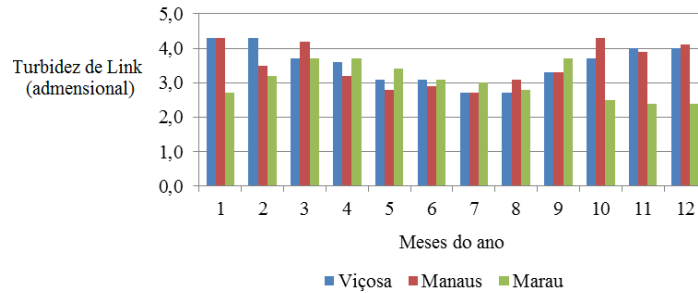


Figura 5. 4: Dados de turbidez de Linke, para Viçosa, M.G., Brasil (20.75 S, 42.88 W); Manaus, Amazonas, Brasil (3.12 S, 59.87 O); Marau, Rio Grande do Sul (28.4 S, 52.2 W).
 Dados de turbidez de Linke, para Viçosa, M. G., Brasil (20.75 S, 42.88 W); Manaus, Fonte: SODA, 2014.

Destaca-se que o fator T_L é variável, indicando o quanto a atmosfera real atenua a radiação direta com a presença dos constituintes atmosféricos, em dias sem nuvens. Quando atinge valores elevados, em períodos de verão e primavera, meses mais nebulosos e com maior concentração de vapor de água na atmosfera, há menor incidência de radiação direta na superfície terrestre do que a média anual. O oposto ocorre nos meses de céu claro, isto é, nas estações de outono e inverno (GOMES, 2006).

A Figura 5.5 contém dados para os valores de T_{cc} que representam a fração do dia durante o qual o céu permanece claro. São maiores para a cidade de Marau, em relação aos dados das outras cidades, na idealização de dias claros, durante maior parte do ano, correlacionando-se com o índice de claridade K_T (Figura 5.4 (a)). Os valores de T_{cc} têm como referência para comparação, os dados da irradiação extra-atmosférica, portanto, são maiores do que os de K_T , tendo como referência os valores para céu claro.

A fração de difusa, K_D , representada na Figura 5.2 (b) indica o oposto do que descrito acima. Pode-se observar a correlação entre os totais diários da irradiação solar direta para dias claros e nublados e os de T_{cc} .

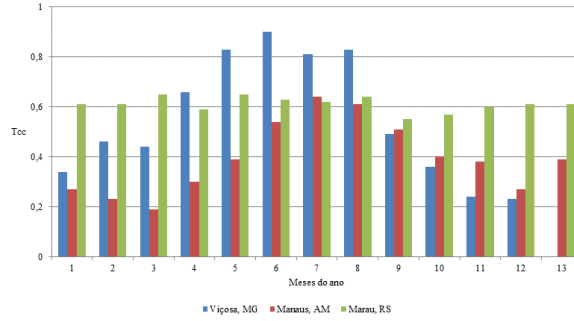


Figura 5. 5: Valores de T_{cc} , fração do dia durante o qual o céu permanece claro, durante o ano, as cidades de Viçosa, MG, Manaus, AM e Marau, RS. Figura 10: Valores de T_{cc} , fração do dia durante o qual o céu permanece claro, durante o ano, as cidades de Viçosa, MG, Manaus, AM e Marau, RS.

Fonte: Swera; Soda, 2014.

Foram observados para Viçosa, valores maiores para a fração de difusa (Figura 5.5) entre setembro e abril, indicando maior nebulosidade, correlacionando com os valores de T_{cc} , menores nesse período. Os verões, atingindo elevado índice pluviométrico e mais umidade do que no inverno, com um clima caracterizado por temperaturas relativamente elevadas e uniformemente distribuídas ao longo do ano.

A Figura 5.6 mostra a distribuição das irradiações global, $G_d(0)$, difusa, $D_d(0)$ e direta, $B_d(0)$ em função do índice de claridade, para a cidade de Viçosa. Pode-se notar que há pontos menores do que 0,3 indicando períodos em que o céu está nublado, pontos entre 0,3 e 0,7, indicando que o céu está parcialmente nublado e pontos acima de 0,7 indicando períodos em que o céu está limpo.

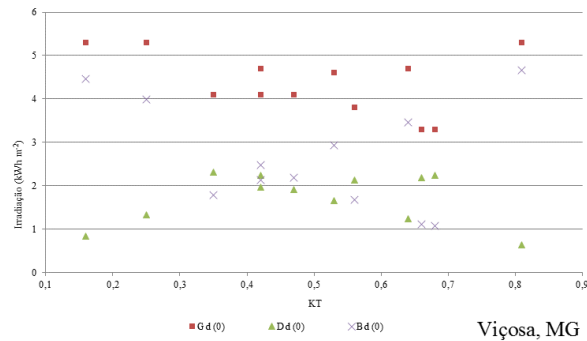
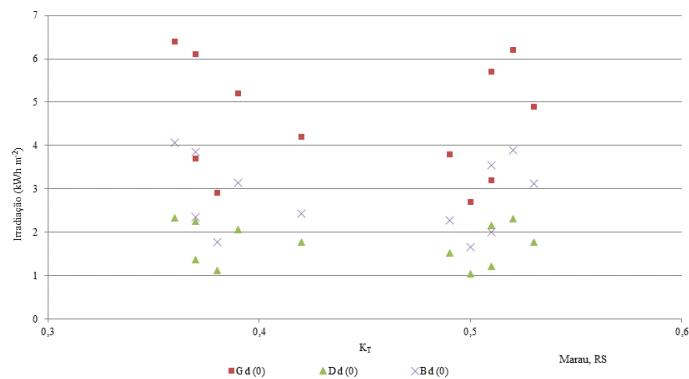


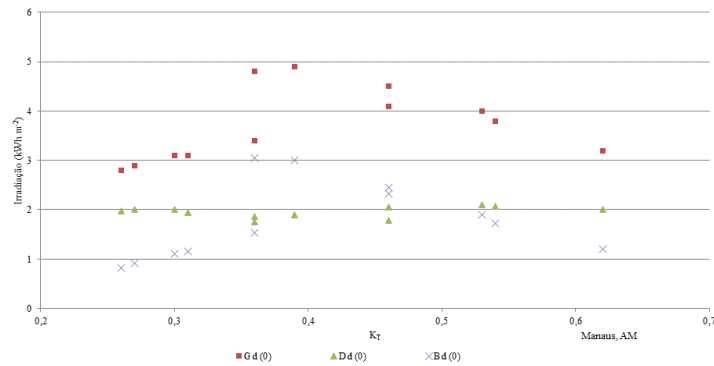
Figura 5. 6: Distribuição das irradiações global, difusa e direta em função do índice de claridade, para a cidade de Viçosa, M.G.

Marau com características de clima temperado tem maior comprimento do dia em relação à Viçosa e Manaus, em função da menor elevação solar, assim, as sombras no inverno, ao meio dia solar são mais longas. Os solstícios de inverno, período de menor incidência de energia, recebem, ao meio dia solar, 62% da intensidade relativa do sol que incidiria se o ângulo fosse de 90°, enquanto Viçosa recebe 71% e Manaus, 89%.

A Figura 5.7 mostra a distribuição das irradiações global, $G_d(0)$, dos valores da difusa, $D_d(0)$ e direta, $B_d(0)$ em função do índice de claridade, para a cidade de Marau 5.7 (a), com céu parcialmente nublado, predominantemente e Manaus 5.7 (b), variando entre nublado e parcialmente nublado.



(a)



(b)

Figura 5. 7: Distribuição das irradiações global, difusa e direta em função do índice de claridade: (a) Marau, RS e (b) Manaus, AM.

Os valores distintos de energia recebida podem estar associados com a altitude de cada cidade, ou seja, a atenuação da radiação pode ser menor para elevações maiores do que para as mais baixas, tendo influência também os valores de temperatura. Um exemplo poderia ser o que ocorre em áreas de maior altitude no Rio Grande do Sul em que há maior número de horas de frio, devido ao efeito do relevo.

O relevo pode levar a alterações na energia incidente (HAURANT et al, 2012), ou seja, se há variações da profundidade ótica em função da altitude, há mudanças na massa ótica e na transmitância; as obstruções parciais do céu pelo horizonte, podem causar atenuações da radiação difusa; o terreno que cerca o sistema, durante o dia, pode ser alto e as suas diferentes faces podem ser sombreadas impedindo a incidência de luz; ou ainda, o terreno ao redor do sistema pode refletir uma parte da insolação recebida para áreas vizinhas, resultando em variações de energia incidente sobre o módulo.

A média da temperatura anual para Viçosa é próximo de 21.5°C, com amplitude térmica de 5.2°. Em Manaus atinge 27°C, com amplitude térmica de 2.5° e em Marau valores próximos de 19°C, com amplitude térmica de 9.6° (SWERA, 2014). Destacam-se os efeitos da temperatura associados com os sistemas de baixa concentração de energia que tendem a gerar menos pontos quentes em relação ao sistema CPV (*Compound Parabolic Concentrators*). Estes efeitos seriam ainda mais reduzidos para Marau (CHEMISANA, 2011).

A eficiência de conversão é maior, quando o sistema está recebendo luz solar direta, do que em dias com nuvens ou em momentos em que o sistema está sombreado parcialmente ou totalmente (SABER et al, 2014).

A relação de dependência do sistema fotovoltaico com a irradiação está associada com a sua variabilidade, quando seu valor se eleva, há aumento da temperatura e, menor eficiência. Se há grandes reduções, há baixa eficiência dos módulos e dos inversores. Influenciando no seu desempenho, na proporção incidente de radiação difusa e direta sobre o sistema (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

5.4.2 Dimensionamento e análise econômica

Os informes completos do sistema fotovoltaico, idealizado, sem concentrador e sem gerador diesel para as cidades de Viçosa, Manaus e Marau gerados pelo *software PVsyst Education* encontram-se na seção Anexos.

A Figura 5.8 ilustra o circuito do gerador fotovoltaico, GPV gerado para um sistema idealizado, isolado, não híbrido e sem concentração da radiação solar.

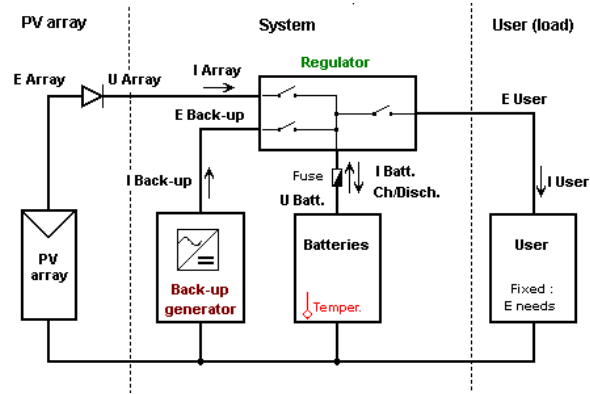


Figura 5. 8: Esquema do gerador fotovoltaico, GPV, sem concentrador e sem gerador diesel.
Fonte: PVsyt, 2015.

A Figura 5.9, mostra os parâmetros do projeto, indicando a orientação ideal do sistema e seus componentes, assim como uma síntese da produtividade do sistema, para a cidade de Viçosa, Minas Gerais.

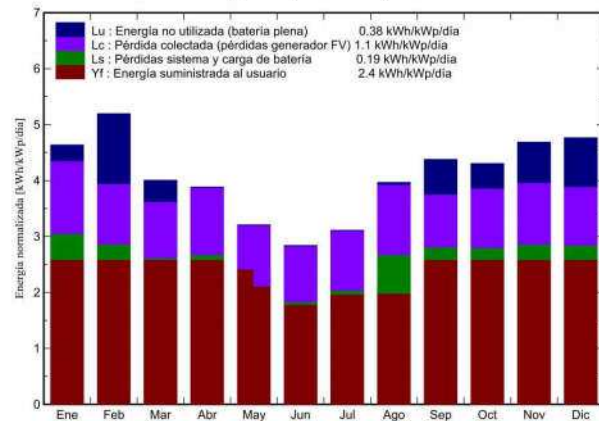
Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto :	Proyecto Aislado at Viçosa		
Variante de simulación :	Nueva variante de simulación		
Parámetros principales del sistema			
Orientación Campos FV	Tipo de sistema	Aislado	
Generador FV	inclinación	21°	acimut 180°
Bateria	N° de módulos	26	Pnom total 3900 Wp
banco de baterías	Modelo	Block PVV solar 12 PVV 954	errada, Gel
Necesidades de los usuarios	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad 48 V / 1640 Ah
	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global 3685 kWh/año
Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía disponible	4235 kWh/año	Produc. específico 1086 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	3422 kWh/año	Exced. (inutilizado) 537 kWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	59.0 %	Fracción solar SF 92.9 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	7.1 %	Energía faltante 262 kWh/año
Inversión	Total incl. impuestos	44126 €	Específico 11.3 €/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 6.5%, 20 años)	4005 €/a.	Costo de explotación 0 €/a.
Costo de energía		1.17 €/kWh	

Figura 5. 9: Parâmetros do dimensionamento do sistema fotovoltaico para a cidade de Viçosa, MG.
Fonte: PVsyt, 2015.

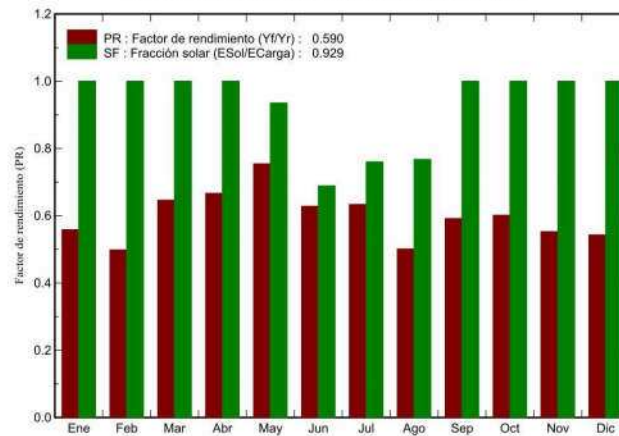
A energia normalizada em relação ao fator de rendimento e a fração solar, o potencial nominal e o fator de rendimento, *PR*, para o projeto foram determinados e estão ilustrados na Figura 5.10 (a) e (b), respectivamente. Em 5.10 (a) têm-se os valores da energia não utilizada, as perdas no gerador e no sistema e carga da bateria, assim como a energia fornecida ao usuário. Em 5.10 (b) tem-se a simulação da relação entre a fração solar e o rendimento obtido em função da energia incidente.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3900 Wp



(a)

Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



(b)

Figura 5. 10: (a) Produção normalizada do GPV, indicando as perdas e a energia fornecida; (b) Fator de rendimento, PR, do sistema em relação à fração solar, para a cidade de Viçosa, MG. Fonte: PVsyt, 2015.

Um sistema fotovoltaico com um banco de baterias permite o armazenamento de energia para momentos em que o GPV não a gera, como por exemplo, pela noite, em que, geralmente tem-se uma demanda de carga maior. Nos dias em que há baixa incidência de energia solar e o consumo é elevado, o banco de baterias não terá energia suficiente para manter o sistema. Superdimensionar o banco de baterias não é vantajoso, devido ao seu custo inicial e de reposição durante o ciclo do GPV. O sistema híbrido complementar atende esta necessidade de carga do consumidor, atendendo a um pico ou uma elevação da carga, além de conferir confiabilidade ao mesmo (BELUCO et al., 2008).

A Figura 5.11 mostra o balanço energético para a cidade de Viçosa, em Minas Gerais. A simulação mostra uma demanda de carga maior do que a fornecida pelo sistema, indicando uma necessidade de complementaridade energética.

**Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Enero	145.0	138.7	403.5	34.0	0.00	312.9	312.9	1.000
Febrero	153.9	140.5	449.2	136.3	0.00	282.7	282.7	1.000
Marzo	140.6	119.0	362.2	45.9	0.00	312.9	312.9	1.000
Abril	149.3	110.1	313.2	0.2	0.00	302.8	302.8	1.000
Mayo	146.5	92.2	255.9	0.4	20.31	292.6	312.9	0.935
Junio	142.5	77.4	214.7	0.2	94.27	208.6	302.8	0.689
Julio	153.9	88.2	246.2	0.1	74.97	238.0	312.9	0.760
Agosto	170.3	115.1	327.5	4.0	72.82	240.1	312.9	0.767
Septiembre	157.6	125.1	401.5	72.4	0.00	302.8	302.8	1.000
Octubre	145.0	128.3	392.0	53.3	0.00	312.9	312.9	1.000
Noviembre	142.6	135.8	419.1	84.5	0.00	302.8	302.8	1.000
Diciembre	146.6	143.0	449.9	105.6	0.00	312.9	312.9	1.000
Año	1793.8	1413.4	4234.9	536.7	262.37	3422.3	3684.7	0.929

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Figura 5. 11: Simulação do balanço energético, para a cidade de Viçosa, MG. Figura 5.16: Simulação do balanço energético, para a cidade de Viçosa, MG.
 Fonte: PVsyt, 2015.

O diagrama de perdas, ilustrado na Figura 5.12, mostra o percentual de perdas do sistema durante o ano.

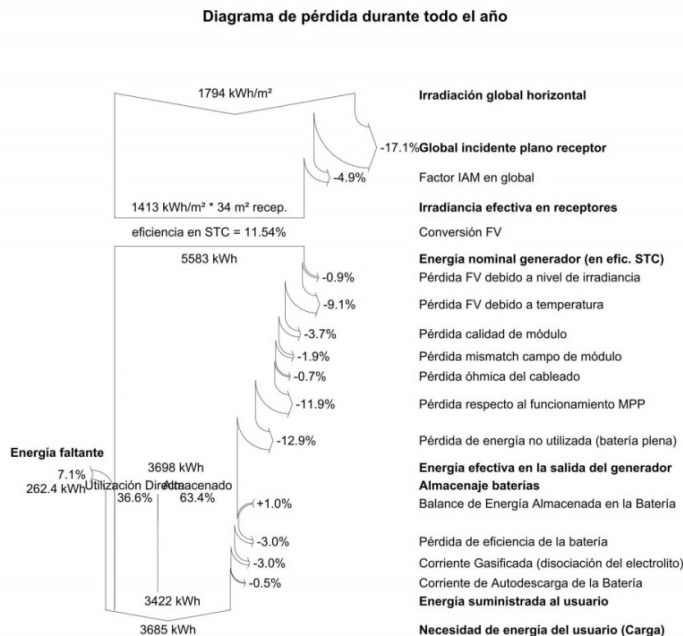


Figura 5. 12: Diagrama de perdas do GPV, para a cidade de Viçosa, MG.
 Fonte: PVsyt, 2015.

Destacam-se alguns parâmetros comparativos da simulação realizada entre as cidades no Quadro 5.1, para o GPV: E_{user}, energia fornecida ao usuário; E_{miss}, energia

faltante ou demanda de carga maior do que a fornecida; custo da energia; fator de rendimento, PR ; a fração solar ou porção de energia incidente no sistema; e o balanço de emissão de CO_2 , indicando uma poupança líquida das emissões de dióxido de carbono.

Quadro 5. 1: Resultado comparativo de parâmetros simulados pelo PV_{syt} , para as cidades de Viçosa, Marau e Manaus

Parâmetro	Viçosa	Marau	Manaus
E_{user}	3422.3 kWh ano ⁻¹	3374.8 kWh ano ⁻¹	3389.6 kWh ano ⁻¹
E_{miss}	262.37 kWh	309.8 kWh ano ⁻¹	296.95 kWh ano ⁻¹
Custo da energia	1.17 € kWh ⁻¹	1.45 € kWh ⁻¹	0.94€ kWh ⁻¹
PR	59%	32.1%	65.3%
Fração solar	92.9%	91.6%	91.9%
Balanço de emissão de CO_2	2.1 tCO ₂	5.7 tCO ₂	2.5 tCO ₂

Nota: E_{user} : energia fornecida ao usuário; E_{Miss} : energia faltante; PR : fator de rendimento.

O custo da energia para Marau em relação à Viçosa e Manaus foi 23% e 54% mais caro, respectivamente, porém a redução de tCO₂ foi maior.

Os indicadores econômicos avaliados para um horizonte de planejamento de 25 anos foram: aumento da energia acima da inflação (2.00% ano⁻¹); o valor da tarifa de eletricidade (0.18 € kWh⁻¹), o custo de oportunidade (4% ano⁻¹); crédito de carbono (8.64 € ton CO₂ year⁻¹) e o custo do sistema (100%). Os valores de referência dos componentes para a análise econômica foram do ano de 2014. A Tabela 5.3 mostra o VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno) para dois cenários:

- (I) sistema com baterias, com e sem concentradores; e
- (II) sistema sem baterias, com e sem concentradores.

Tabela 5. 3: Resultados para os cenários considerando sistemas I e II

Parâmetros	Sistema I: com baterias		Sistema II: sem baterias	
	Com Concentrador	Sem Concentrador	Com Concentrador	Sem Concentrador
VPL	-€ 30,120.03	-€ 34,376.85	-€ 5,887.62	-€ 10,669.70
TIR	-7.80%	-8.16%	1.18%	-0.39%

O resultado para VPL e a TIR, na Tabela 5.3, indica que o projeto não foi viável para o sistema I e II considerando-se os dados deste cenário. No entanto, o sistema com concentradores atingiu melhores resultados em ambos os sistemas.

Os resultados descritos no Capítulo 2, com a geração de energia solar em elétrica utilizando sistemas fotovoltaicos com concentradores, para os locais avaliados, indicaram um ganho em valores próximos de 32% e, foram utilizados na análise econômica, ou seja, considerou-se que o sistema com concentrador permite uma redução no custo inicial do sistema fotovoltaico em cerca de 32%.

A Tabela 5.4 mostra os valores para o limite de viabilidade econômica para os cenários (I) e (II).

Tabela 5. 4: Limiares dos parâmetros econômicos para a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos

Parâmetros	Sistema I Com baterias		Sistema II Sem baterias	
	CC	SC	CC	SC
Análise de sensibilidade				
Capital inicial (%)	54.30	14.00	73.00	82.30
Custo de oportunidade (% year ⁻¹)	Inviável	Inviável	1.70	Inviável
Increase on energy costs above inflation (% year ⁻¹)	11.00	11.50	5.00	6.60
Energy cost (€ kWh ⁻¹)	0.59	0.64	0.27	0.32
Carbon credit (€ ton equiv. CO ₂ year ⁻¹)	127.00	143.42	31.97	50.98

Observação: CC_ com concentrador; SC_ sem concentrador

Avaliando-se a Tabela 5.4, observou-se que o sistema II, sem armazenamento de energia, foi mais atraente do que o sistema I. Na análise de cada um dos parâmetros considerados, verificou-se que:

- *Capital Inicial*: uma redução do custo inicial do sistema de energia solar fotovoltaico com baterias, de 27,0% para o GPV com concentrador e, de 17,7%, para o GPV sem concentrador, seria ideal, para se atingir a viabilidade econômica. Tais reduções são esperadas em um período de cerca de três a cinco anos, pois uma redução nos custos de capital do sistema PV tem sido sistemática e observada nos últimos 15 anos em uma faixa de 5,0 a 6,0% ao ano [IEA, 2014];
- *custo de oportunidade*: Na maior parte dos casos simulados, a variação no custo de oportunidade não resulta na viabilidade econômica do projeto;
- *Aumento nos custos de energia acima da inflação*: valor pago nos custos de energia acima da inflação para se atingir a viabilidade econômica variaram na faixa de 5,00-11,00% ao ano. Esses valores são demasiadamente elevados para as economias estáveis, mas não é improvável para a realidade brasileira. Em

2015 está previsto aumento da taxa residencial no Brasil em cerca de 25% para uma inflação de 8% ao ano, indicando um aumento de 15,7% acima da inflação nesse ano, [ANEEL, 2015];

- *Custo da energia.* O Brasil tem uma das taxas mais caras de energia elétrica do mundo, e para a viabilidade do projeto este parâmetro deve situar-se entre 0,27 e 1,80 (€ kWh⁻¹), que está acima da taxa atual no país; e
- *Crédito de carbono:* No contexto atual, não está claro que um novo acordo sobre o meio ambiente e a redução das emissões venha a ser firmado. No entanto, o mercado de crédito de carbono, oscila como qualquer outro ativo no mercado de ações e, entre 2011 e 2015 variou de 6,42-16,41 € ton⁻¹, enquanto que os valores-limites para se atingir a viabilidade do projeto com este parâmetro variaram entre 31,97 e 143,42 € ton⁻¹ [INVESTING, 2015].

Considerou-se para análise econômica do sistema híbrido os dados da simulação do dimensionamento para a cidade de Viçosa. Definiu-se o sistema híbrido, solar/diesel, como GPV/Híbrido. Foi avaliado o investimento considerando-se os indicadores econômicos avaliados na Tabela 5.3, para os cenários:

- 1) GPV/Híbrido_{cb,cc,cgd} (gerador fotovoltaico com concentrador, com baterias e com gerador diesel);
- 2) GPV/Híbrido_{cb,sc,cgd} (gerador fotovoltaico com baterias, sem concentrador e com gerador diesel);
- 3) GPV/Híbrido_{sb,sc,cgd} (gerador fotovoltaico sem baterias, sem concentrador e com gerador diesel);
- 4) GPV/Híbrido_{sb,cc,cgd} (gerador fotovoltaico sem baterias, com concentrador e com gerador diesel).

A Tabela 5.5 mostra o custo da energia, € kWh⁻¹, para os cenários (1), (2), (3) e (4) descritos acima, indicando maiores valores para Manaus comparativamente com as cidades de Viçosa e Marau.

Tabela 5.5: Custo da energia do GPV/Híbrido para as cidades de Viçosa, Manaus e Marau

Cidade	GPV/Híbrido _{cb,cc,cgd} (€/kWh ⁻¹)	GPV/Híbrido _{cb,sc,cgd} (€/kWh ⁻¹)	GPV/Híbrido _{sb,cc,cgd} (€/kWh ⁻¹)	GPV/Híbrido _{sb,sc,cgd} (€/kWh ⁻¹)
Viçosa	2,76	2,72	2,59	2,56
Manaus	3,11	3,08	2,92	2,89
Marau	1,60	1,62	1,51	1,53

Nota: cb_com baterias; sb_sem baterias; cc_com concentrador; sc_sem concentrador; cgd_com gerador diesel

Os resultados para a análise econômica, para estes cenários, tendem obviamente a sofrer modificações, principalmente em razão das alterações em relação ao tempo de uso das tarifas de energia elétrica, planejadas para serem implementadas para clientes residenciais nos próximos anos, pois o modelo tarifário brasileiro opera com uma relação entre o pico e fora de pico para os clientes não residenciais que pode exceder três vezes o valor fora de pico.

Apesar do alto custo de manutenção do gerador diesel, a complementaridade energética, para o sistema híbrido, GPV/diesel, garantiria o fornecimento em períodos de energia faltante, e seria uma vantagem em relação ao uso unicamente do gerador diesel que tende a apresentar problemas operacionais que venham a deixar uma comunidade sem acesso à eletricidade (ZHANG et al., 2013).

5.4. Conclusão

O objetivo desta pesquisa foi realizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e avaliar economicamente o uso de concentradores da radiação solar plano e fixo integrados em sistemas fotovoltaicos e em geradores híbridos, GPV/diesel. As principais conclusões deste trabalho foram:

- i) Observou-se que além da localização geográfica, os índices de nebulosidade influenciam a produtividade de energia, como mostra o resultado da produtividade média anual para dias claros e nublados + dias médios para a cidade de Manaus, indicando índices menores em 20% e 27% em relação à Viçosa e Marau, respectivamente;
- ii) O aumento da produtividade anual de energia, com sistemas de baixa concentração pode compensar o menor índice de energia que recebe a região ao longo do ano, desta forma pode-se obter a redução dos custos iniciais pelo investimento na área reduzida do módulo ou no aumento de sua produtividade anual de energia. As opções

devem ser vinculadas aos recursos disponíveis, tanto financeiros quanto de restrição de área, já que a área necessária para os sistemas fotovoltaicos com concentradores deve ser maior. No caso do protótipo construído para este trabalho, deve ser cerca de duas vezes maior;

- iii) O investimento para o GPV/híbrido é maior do que para o GPV, potencializado pelo alto custo de manutenção do gerador diesel e pelo preço do combustível. Da mesma forma, o custo para o GPV com baterias é maior do que para o GPV sem baterias, em função do preço das baterias e da necessidade de sua reposição no ciclo de vida do sistema.
- iv) Destaca-se que o uso de concentradores permite uma redução no custo do sistema fotovoltaico de aproximadamente 32%.

Diferentes conformações e tipos de materiais para concentradores óticos a serem integrados a geradores fotovoltaicos para baixa concentração em desenvolvimento podem potencializar ainda mais a geração de energia, elevando-se os índices de produtividade e, assegurando uma redução para o custo do sistema híbrido, GPV/diesel.

5. Referências Bibliográficas:

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1879. Acesso em: 10/05/2015.
- ANEEL _ Electrical Energy State Regulatory Agency. Available online: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>.> Accessed at: April 13, 2015.
- BASAK, P.; CHOWDHURY, S.; HALDER nee DEY, S.; CHOWDHURY; S. P. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renovável e sustentável de energia Comentários*, 2012, v. 16, p. 5545-5556. doi:10.1016/j.rser.2012.05.043.
- BELUCO, A.; SOUZA, P. K.; KRENZINGER, A. PV hydro hybrid systems. *Ieee Latin America Transactions*, 2008, v. 6. doi:10.1109/TLA.2008.4917434.
- BUNDSCHUH, J.; CHEN, G. *Sustainable Energy Solutions in Agriculture*, Taylor & Francis Group, 2014, 481 p.
- CHEMISANA, D. Building Integrated Concentrating Photovoltaics: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 1, p. 603–611, 2011. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.017>.
- COLLARES-PEREIRA, M.; RABL A. The Average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energ*, v. 22, n. 2, p. 155-164, 1979. doi:10.1016/0038-092X(79)90100-2.

- GOMES, E. N. Medidas e modelos de estimativa da radiação direta na incidência. **2006**, 97 p. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrônomicas, Botucatu.
- HAURANT, P.; MUSELLI, M.; PILLOT, B.; OBERTI, P. Disaggregation of satellite derived irradiance maps: Evaluation of the process and application to Corsica. *Solar Energy*, v. 86, p. 3168–3182, **2012**. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2012.08.010>.
- HAZELTON, J.; BRUCE, A.; MACGILL, I. A review of the potential benefits and risks of photovoltaic hybrid mini-grid systems. *Energias Renováveis*, **2013**, v. 67, p. 222-229. doi:10.1016/j.renene.2013.11.026.
- IEA - International Energy Agency. Technology roadmap solar photovoltaic energy. Available online: <http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf>. Accessed at: April 20, **2014**.
- INEICHEN, P. Global irradiance on tilted and oriented planes: model validations. Institut Des Sciences De L'Environnement, Université De Genève, **2011**, p. 77.
- INMET_ Instituto Nacional de Meteorologia. Acesso em 25/08/**2014**. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- INVESTING_ Investing.com. Available online: <<http://br.investing.com/commodities/carbon-emissions-streaming-chart>>. Accessed at: April 13, **2015**.
- IQBAL, M. An Introduction to Solar Radiation. Department of Mechanical Engineering, The University of British Columbia, Academic Press, Vancouver, Canadá, p. 390, **1983**.
- LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic of distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, Washington, v. 4, n.3, p. 1-19. **1960**. doi:10.1016/0038-092X(60)90062-1.
- LORENZO, E. Electricidad solar fotovoltaica, v.II. Radiación Solar y dispositivos fotovoltaicos. Progensa, p. 251, **2006**.
- LUQUE A, HEGEDUS., S. Handbook of photovoltaic science and engineering. Wiley, New York, 1179 p, **2003**.
- MAZZANTI, G.; SANTINI, E.; ROMITO, D. Z. Towards grid parity of solar energy in Italy: the payback time trend of photovoltaic plants during the last years. International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. IEEE, **2012**. doi:10.1109/PESGM.2012.6345426.
- MIN – Ministério da Integração Nacional. Disponível em: http://www.integracao.gov.br/pt/resultado-da-busca1?p_p_id=3&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_3_struts_action=%2Fsearch%2Fsearch
- MME – Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/asp/>. Acesso em: 10/05/**2015**.
- PEREZ, RICHARD, et al. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, v. 39, n.3, p. 221-231, **1987**. doi:10.1016/S0038-092X(87)80031-2.

- PINTO, PAULO RAIMUNDO. Sistema de automação do Irrigâmetro utilizando-se controle digital. **2008**, 87p. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola), Universidade Federal de Viçosa. Viçosa, Minas Gerais, Brasil.
- PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Relatório de Avaliação Mundial de Energia. Energia e o desafio para a sustentabilidade. Parceria entre o PNUD, Departamento das Nações Unidas de Economia e Assuntos Sociais (UNDESA) e do Conselho Mundial de Energia (WEC). Disponível online em:<http://www.undp.org/content/undp/en/home/mdgoverview/post-2015-development-agenda/goal-7.html>. Acesso em: 01/10/**2015**.
- RABL, A. Comparison of solar concentrators. *Solar Energy*, v. 18, p. 93-III, **1975**. doi:10.1016/0038-092X(76)90043-8.
- SABER, E. M.; LEE, S. E.; MANTHAPURI, S.; YI, W.; DEB, C. PV (photovoltaics) performance evaluation and simulation-based energy yield prediction for tropical buildings. *Energy*, v.71, p 588-595, **2014**. doi:10.1016/j.energy.2014.04.115.
- SILVA, V. A. M. Influência da cobertura do céu na estimativa da radiação solar utilizando modelo digital de elevação. **2011**, 74 p. Dissertação (Mestrado em Física ambiental). Universidade Federal de Mato Grosso, Cuiabá, Mato Grosso.
- SODA. Solar Energy Services for Professionals. Disponível: <http://www.soda-is.com>. Acesso: 01/06/**2014**.
- SOLANO-PERALTA, M.; MONER-GIRONA, M.; M. VAN SARK, WILFRIED G.J.H.; Vallve, Xavier. “Tropicalisation” of Feed-in Tariffs: A custom-made support scheme for hybrid PV/diesel systems in isolated regions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **2009**, v. 13, 2279-2294. doi:10.1016/j.rser.2009.06.022.
- SWERA. Solar and Wind Energy Resource Assessment. Disponível: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Acesso: 01/06/**2014**.
- ZHANG, XIONGWEN; TAN, SIEW-CHONG; LI, GUOJUN; LI, JUN; FENG, ZHENPING. Components sizing of hybrid energy systems via the optimization of power dispatch simulations. *Energy*, **2013**, v. 52, p. 165-172. doi:10.1016/j.energy.2013.01.013.

Capítulo 6

Conclusão geral e sugestões

O desenvolvimento deste trabalho foi estimulado pela busca de alternativas para a redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos e pela possibilidade de instrumentalizar modelos que viabilizem acessibilidade confiável de energia elétrica a comunidades rurais, isoladas ou para estações de ecoturismo.

O Capítulo 2 descreve o estado da arte da concentração da radiação solar, os processos de degradação do módulo fotovoltaico e a aplicabilidade do gerador híbrido, sistema fotovoltaico associado à outra fonte de energia, como um gerador diesel, eólica, ou hidrelétrica na geração de energia elétrica. As pesquisas realizadas pelas universidades e institutos de pesquisa no mundo têm garantido o êxito no uso dos sistemas fotovoltaicos integrados com baixa concentração e da hibridização. O ciclo de vida dos módulos fotovoltaicos em operação em campo, têm sido avaliados, para que o consumidor tenha a certeza da garantia de seu período de durabilidade em função do investimento inicial a ser considerado no projeto.

Os trabalhos executados no capítulo 3 mostraram a viabilidade de construção de protótipos com concentradores da radiação solar, os ganhos obtidos com a geração de energia elétrica foram de cerca de 31.3% a mais do que os sistemas sem concentradores da radiação solar, para o modelo tipo V. Indicaram uma necessidade de área para a sua instalação maior, cerca de três vezes o tamanho do módulo escolhido nesta pesquisa já

que aos módulos fotovoltaicos são fixados concentradores e, permitindo uma redução no custo inicial na mesma proporção.

A degradação relativa dos sistemas fotovoltaicos com concentradores da radiação solar foi avaliada no Capítulo 4, por meio do processo de envelhecimento acelerado, utilizando-se radiação UV. Verificou-se que:

- i) a tecnologia monocristalina sofreu uma degradação de 16%, 14% e 15% para os protótipos A, tipo V; D, tipo W e SC, protótipo sem concentrador, respectivamente. Para a tecnologia policristalina foram 15%, 19% e 18% seguindo a mesma ordem.
- ii) o período de envelhecimento acelerado, equivalente à operação em campo considerado foi de pelo menos 18.7 anos. Em comparação com simulação sintetizada no tópico 3.3.4, *Final productivity*, Capítulo 3, o rendimento percentual final em kWh KW_p^{-1} , para um sistema com e sem concentração depois de 25 anos foi de 86%, tem-se assim, que a degradação depois deste período permitiria um rendimento percentual mínimo de 81% e máximo de 86% para as tecnologias;
- iii) Apesar de variações na resistência *shunt*, R_{sh} , observou-se pequenas diminuições do fator de forma, F_F e da eficiência do sistema, η , a inspeção visual permitiu observar que os protótipos não sofreram danos físicos, não se identificou a delaminação, o descoloramento, quebras ou fissuras, formação de pontos quentes, bolhas ou perdas de adesão, nem danos à caixa de conexão.

A análise econômica, realizada no Capítulo 5, para geradores híbridos, fotovoltaico/diesel, com e sem concentradores e, com e sem baterias, permitiu avaliar por meio de simulação, que apesar de ser mais caro, o GPV/híbrido em relação ao GPV permite complementar a energia faltante para uma comunidade isolada.

Sugerem-se estudos futuros em degradação dos componentes do sistema fotovoltaico, completando o ciclo de análises, avaliando-se também a degradação dos espelhos ou concentradores utilizados para concentrar, do banco de baterias, dos inversores e do gerador diesel. O desenvolvimento de instrumentação que permita monitorar e diagnosticar os componentes em operação, a fim de se prever a mortalidade dos equipamentos em operação em tempo real.

Anexos

Anexo 1_ Especificação técnica dos módulos fotovoltaicos

Quadro 1.1: Dados elétricos do módulo fotovoltaico policristalino utilizado

Modelo	KM(P)5	KM(P)5
Potência máxima	$P_{m\acute{a}x}$ (W)	5
Tolerância da Potência	%	±5%
Tensão da potência máxima	V_m (V)	17,56
Corrente da potência máxima	I_m (A)	0,286
Tensão de circuito aberto	V_{ca} (V)	21,52
Corrente de curto-circuito	I_{cc} (A)	0,31
Tensão máxima do sistema	V_{CC} (V)	750
Eficiência da célula	%	12,63
Eficiência do modulo	%	8,49
Células por módulo	Pcs	36
Tipo de células		Silício policristalino
Tamanho da célula	mm	78x12
Coefficiente de temperatura de I_{cc}	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura de V_{ca}	%/°C	-0,34
Coefficiente de temperatura da potência	%/°C	-0,5
NOCT (temperatura nominal de operação da célula)	°C	47 ± 2
Temperatura da operação	°C	-40 até 85

Fonte: Komaes Solar Co., Ltd., 2013.

Quadro 1.2: Dados elétricos do módulo fotovoltaico monocristalino utilizado

Modelo	CHN5-36M	
Potência máxima	$P_{m\acute{a}x}$ (W)	5
Tolerância da Potência	%	±3%
Tensão da potência máxima	V_m (V)	17,20
Corrente da potência máxima	I_m (A)	0,29
Tensão de circuito aberto	V_{ca} (V)	21,6
Corrente de curto-circuito	I_{cc} (A)	0,31
Eficiência da célula	%	18,31
Células por módulo	Pcs	36
Tipo de células		Silício monocristalino
Tamanho da célula	mm	62x15
Coefficiente de temperatura de I_{cc}	%/°C	0,06
Coefficiente de temperatura de V_{ca}	%/°C	-0,44
Coefficiente de temperatura da potência	%/°C	-0,5
NOCT (temperatura nominal de operação da célula)	°C	45 ± 2
Temperatura da operação	°C	-40 até 85

Fonte: Chinaland Solar Energy Co., Ltd, 2013.

Anexos 2 _ Dimensionamento para as cidades:

Viçosa, Minas Gerais

PVSYST V6.34		07/10/15	Página 1/6
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Proyecto Aislado at Viçosa			
Lugar geográfico	Viçosa	País	Brazil
Ubicación	Latitud 20.8°S	Longitud	42.9°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor.	UT-3
	Albedo	Altitud	648 m
Datos climatológicos:	Viçosa	Synthetic - Meteororm 6.1	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	07/10/15 11h02	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	21°	Acimut 180°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Erbs, Meteororm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo A-150 P	
		Fabricante Atersa	
Número de módulos FV		En serie 2 módulos	En paralelo 13 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos 26	Pnom unitaria 150 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	3900 Wp	En cond. funciona. 3512 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	61 V	I mpp 58 A
Superficie total	Superficie módulos	34.2 m²	
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	18 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 5.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.5 % (tensión fija)
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	Block PVV solar 12 PVV 954	
	Fabricante	BAE Secura	
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 1640 Ah
	N° de unidades	24 en serie	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	General Purpose Default	
	Tecnología	Undefined	Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.
Umbral de Regulación Baterías	Carga	54.0/52.3 V	Descarga 47.0/50.4 V
	Comando de Generador Auxiliar	47.3/51.6 V	
Necesidades de los usuarios	.Cons. domésticos diarios media	Constante durante el año 10.1 kWh/Día	

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Proyecto Aislado at Viçosa

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	21°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	26	Phom total	3900 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar	12 PVV 954	errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	3685 kWh/año

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 10.1 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lámparas fluorescentes	13	15 W/lámpara	5 h/día	975 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	4	110 W/art.	3 h/día	1320 Wh/día
Frigorífico/Congelador	5		600 Wh/día	3000 Wh/día
Lavaplatos/Lavadora	4		1200 Wh/día	4800 Wh/día
Energía total diaria				10095 Wh/día

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Aislado at Viçosa
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

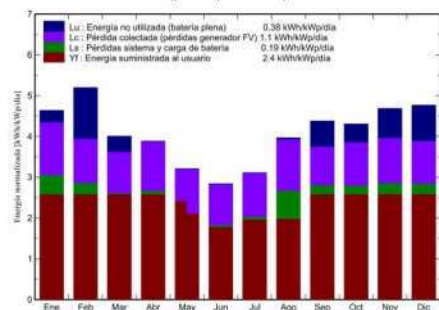
Parámetros principales del sistema

Tipo de sistema	Aislado
Orientación Campos FV	inclinación 21° acimut 180°
Generador FV	N° de módulos 26 Phom total 3900 Wp
Batería	Modelo Block PVV solar 12 PVV 954 errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades 24 Tensión/Capacidad 48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios Constante durante el año global 3685 kWh/año

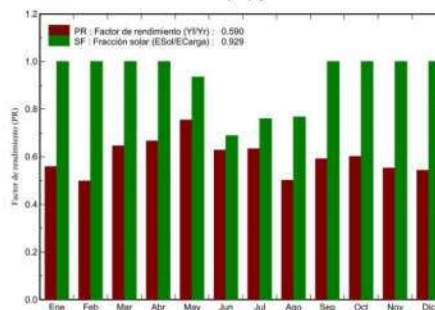
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible 4235 kWh/año	Produc. específico	1086 kWh/kWp/año
	Energía utilizada 3422 kWh/año	Exced. (inutilizado)	537 kWh/año
Pérdida de carga	Factor de rendimiento (PR) 59.0 %	Fracción solar SF	92.9 %
	Fracción de tiempo 7.1 %	Energía faltante	262 kWh/año
Inversión	Total incl. impuestos 44126 €	Específico	11.3 €/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 6.5%, 20 años) 4005 €/a.	Costo de explotación	0 €/a.
Costo de energía	1.17 €/kWh		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3900 Wp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Enero	145.0	138.7	403.5	34.0	0.00	312.9	312.9	1.000
Febrero	153.9	140.5	449.2	136.3	0.00	282.7	282.7	1.000
Marzo	140.6	119.0	362.2	45.9	0.00	312.9	312.9	1.000
Abril	149.3	110.1	313.2	0.2	0.00	302.8	302.8	1.000
Mayo	146.5	92.2	255.9	0.4	20.31	292.6	312.9	0.935
Junio	142.5	77.4	214.7	0.2	94.27	208.6	302.8	0.689
Julio	153.9	88.2	246.2	0.1	74.97	238.0	312.9	0.760
Agosto	170.3	115.1	327.5	4.0	72.82	240.1	312.9	0.767
Septiembre	157.6	125.1	401.5	72.4	0.00	302.8	302.8	1.000
Octubre	145.0	128.3	392.0	53.3	0.00	312.9	312.9	1.000
Noviembre	142.6	135.8	419.1	84.5	0.00	302.8	302.8	1.000
Diciembre	146.6	143.0	449.9	105.6	0.00	312.9	312.9	1.000
Año	1793.6	1413.4	4234.9	536.7	262.37	3422.3	3684.7	0.929

Legendas:

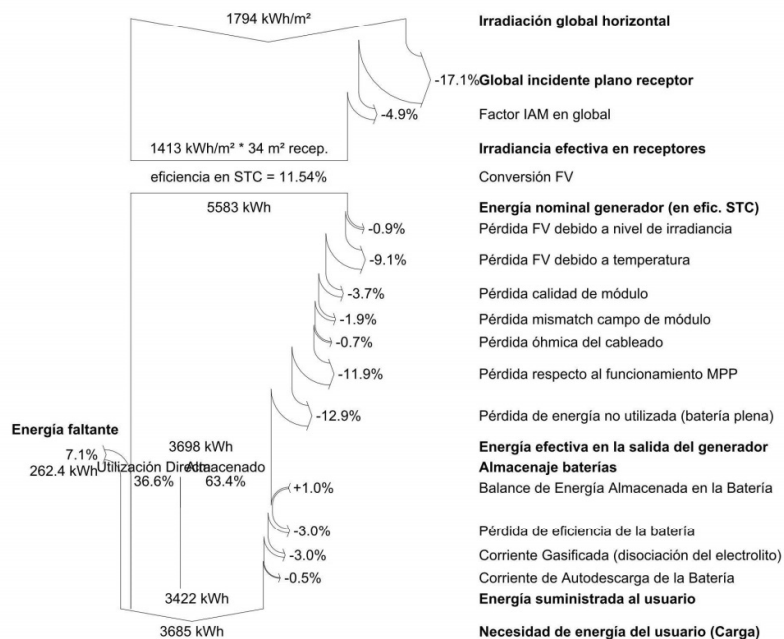
GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Aislado at Viçosa
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	21°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	26	Phom total	3900 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar	12 PVV 954	errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	3685 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Aislado: Evaluación económica

Proyecto : Proyecto Aislado at Viçosa
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	21°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	26	Phom total	3900 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar	12 PVV 954	errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	3685 kWh/año

Inversión

Módulos FV (Pnom = 150 Wp)	26 unidades	380 € / unidad	9880 €
Soportes/Integración		380 € / módulo	9880 €
Baterías (2 V / 1640 Ah)	24 unidades	400 € / unidad	9600 €
regulador / convertidor			2216 €
Ajustes, cableado, ...			305 €
baterías			7197 €
Transporte y y montaje			320 €
Sustitución subestimada			0 €
Inversión bruta (sin impuestos)			39398 €

Financiamiento

Inversión bruta (sin impuestos)		39398 €
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 12.0 %	4728 €
Inversión bruta (con IVA)		44126 €
Subsidios		0 €
Inversión neta (todos impuestos incluidos)		44126 €
Anualidades	(Préstamo 6.5 % sobre 20 años)	4005 €/año
manten.		0 €/año
seguro, impuestos anuales		0 €/año
Provisión para remplazo batería	(tiempo de vida 10.0 años)	0 €/año
Costo total anual		4005 €/año

Costo de energía

Energía solar utilizada	3422 kWh / año
Energía excedente (batería plena)	537 kWh / año
Costo de energía utilizada	1.17 € / kWh

Sistema Aislado: CO2 Balance

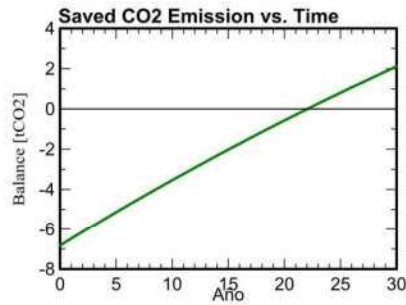
Proyecto : Proyecto Aislado at Viçosa
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	21°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	26	Phom total	3900 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar	12 PVV 954	errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año		global 3685 kWh/año

Produced Emissions	Total:	6.82 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total:	10.3 tCO2		
	System production:	4234.89 kWh/a.	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	81 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Brazil
CO2 Emission Balance	Total:	2.1 tCO2		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg
Quantity	3.90 kWp	260 kg
Subtotal [kgCO2]	6680	140



Manaus, Amazonas

PVSYST V6.34		07/10/15	Página 1/6		
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación					
Proyecto :	Proyecto Aislado at Manaus				
Lugar geográfico	Manaus	Pais	Brazil		
Ubicación	Latitud	3.1°S	Longitud	60.0°W	
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-4	Altitud	92 m	
	Albedo	0.20			
Datos climatológicos:	Manaus	Síntesis - Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005			
Variante de simulación : Nueva variante de simulación					
	Fecha de simulación	07/10/15 14h30			
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut	180°	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm	
Características generador FV					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	A-150 P		
		Fabricante	Atersa		
Número de módulos FV		En serie	2 módulos	En paralelo	10 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	20	Pnom unitaria	150 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	3000 Wp	En cond. funciona.	2701 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	61 V	I mpp	44 A
Superficie total		Superficie módulos	26.3 m²		
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	23 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	5.0 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.5 % (tensión fija)	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado			
Batería	Modelo	Block PVV solar 12 PVV 954			
	Fabricante	BAE Secura			
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	1640 Ah	
	N° de unidades	24 en serie			
	Temperatura	Fijo (20°C)			
Regulador	Modelo	General Purpose Default			
	Tecnología	Undefined			
Umrales de Regulación Baterías	Carga	54.0/52.3 V	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.	
Comando de Generador Auxiliar		47.3/51.6 V	Descarga	47.0/50.4 V	
Necesidades de los usuarios	.Cons. domésticos diarios	Constante durante el año			
	media	10.1 kWh/Día			

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Proyecto Aislado at Manaus

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado
Orientación Campos FV	inclinación	10° acimut 180°
Generador FV	N° de módulos	20 Phom total 3000 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar 12 PVV 954 errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24 Tensión/Capacidad 48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año global 3687 kWh/año

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 10.1 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lámparas fluorescentes	20	15 W/lámpara	4 h/día	1200 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	5	100 W/art.	3 h/día	1500 Wh/día
Electrodomésticos	1	1200 W/art.	1 h/día	1200 Wh/día
Frigorífico/Congelador	2		700 Wh/día	1400 Wh/día
Lavaplatos/Lavadora	4		1200 Wh/día	4800 Wh/día
Energía total diaria				10100 Wh/día

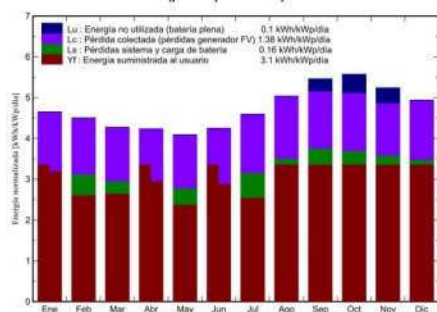
Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Aislado at Manaus
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

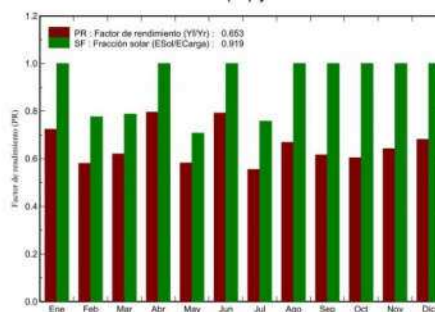
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado
Orientación Campos FV	inclinación	10° acimut 180°
Generador FV	N° de módulos	20 Phom total 3000 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar 12 PVV 954 errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24 Tensión/Capacidad 48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año global 3687 kWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía disponible	3674 kWh/año	Produc. específico 1225 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	3390 kWh/año	Exced. (inutilizado) 105 kWh/año
Pérdida de carga	Factor de rendimiento (PR)	65.3 %	Fracción solar SF 91.9 %
	Fracción de tiempo	8.0 %	Energía faltante 297 kWh/año
Inversión	Total incl. impuestos	38660 €	Específico 12.9 €/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 6.5%, 25 años)	3169 €/a.	Costo de explotación 0 €/a.
Costo de energía		0.94 €/kWh	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3000 Wp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Enero	137.3	139.4	298.0	0.21	0.00	313.1	313.1	1.000
Febrero	123.2	121.8	262.4	0.16	63.26	219.5	282.8	0.776
Marzo	134.2	128.0	275.1	0.32	66.42	246.7	313.1	0.788
Abril	132.6	122.2	266.3	0.10	0.00	303.0	303.0	1.000
Mayo	137.3	121.7	259.1	0.22	91.45	221.6	313.1	0.708
Junio	141.3	122.2	260.7	0.33	0.00	303.0	303.0	1.000
Julio	157.2	136.6	294.6	0.92	75.82	237.3	313.1	0.758
Agosto	166.5	150.4	326.2	0.15	0.00	313.1	313.1	1.000
Septiembre	168.3	158.6	365.9	27.26	0.00	303.0	303.0	1.000
Octubre	169.6	167.5	385.7	41.67	0.00	313.1	313.1	1.000
Noviembre	150.3	152.4	356.5	33.54	0.00	303.0	303.0	1.000
Diciembre	144.5	148.2	323.7	0.19	0.00	313.1	313.1	1.000
Año	1762.3	1669.0	3674.2	105.06	296.95	3389.6	3686.5	0.919

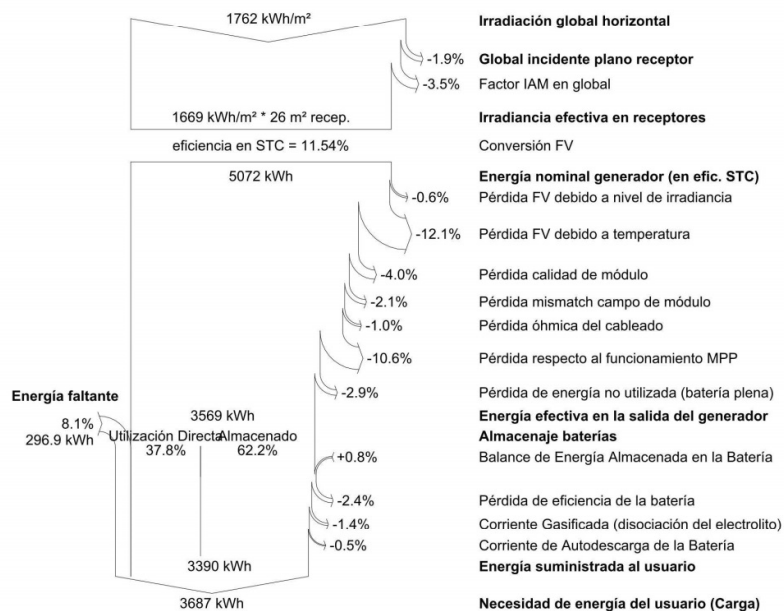
Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Aislado at Manaus
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	20	Phom total	3000 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar	12 PVV 954	errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	3687 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Aislado: Evaluación económica

Proyecto : Proyecto Aislado at Manaus

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV		inclinación	10°	acimut 180°
Generador FV		N° de módulos	20	Pnom total 3000 Wp
Batería		Modelo	Block PVV solar 12 PVV 954	errada, Gel
banco de baterías		N° de unidades	24	Tensión/Capacidad 48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios		Constante durante el año	global 3687 kWh/año

Inversión

Módulos FV (Pnom = 150 Wp)	20 unidades	380 € / unidad	7600 €
Soportes/Integración		380 € / módulo	7600 €
Baterías (2 V / 1640 Ah)	24 unidades	400 € / unidad	9600 €
regulador / convertidor			2216 €
Ajustes, cableado, ...			305 €
baterías			7197 €
Sustitución subestimada			0 €
Inversión bruta (sin impuestos)			34518 €

Financiamiento

Inversión bruta (sin impuestos)		34518 €
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 12.0 %	4142 €
Inversión bruta (con IVA)		38660 €
Subsidios		0 €
Inversión neta (todos impuestos incluidos)		38660 €
Anualidades	(Préstamo 6.5 % sobre 25 años)	3169 €/año
manten.		0 €/año
seguro, impuestos anuales		0 €/año
Provisión para remplazo batería	(tiempo de vida 10.0 años)	0 €/año
Costo total anual		3169 €/año

Costo de energía

Energía solar utilizada	3390 kWh / año
Energía excedente (batería plena)	105 kWh / año
Costo de energía utilizada	0.94 € / kWh

Sistema Aislado: CO2 Balance

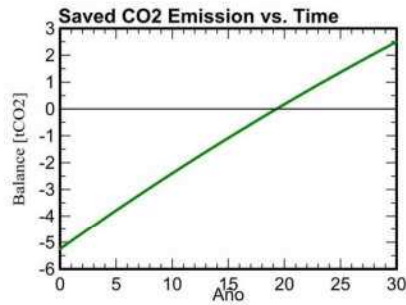
Proyecto : Proyecto Aislado at Manaus
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	20	Phom total	3000 Wp
Batería	Modelo	Block PVV solar	12 PVV 954	errada, Gel
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1640 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	3687 kWh/año

Produced Emissions	Total:	5.25 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total:	8.9 tCO2		
	System production:	3674.23 kWh/a.	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	81 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Brazil
CO2 Emission Balance	Total:	2.5 tCO2		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg
Quantity	3 kWp	200 kg
Subtotal [kgCO2]	5138	108



Marau, Rio Grande do Sul

PVSYST V6.34		08/10/15	Página 1/6
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Proyecto Aislado at Marau, RS			
Lugar geográfico	Marau, RS	País	Brazil
Ubicación	Latitud 28.4°S	Longitud	52.2°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-3	Altitud	571 m
Datos climatológicos:	Marau, RS	Síntesis - Meteornorm 6.1	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	08/10/15 13h20	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	29°	Acimut 180°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Erbs, Meteornorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo A-160 P	
		Fabricante Atersa	
Número de módulos FV	En serie	2 módulos	En paralelo 27 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	54	Pnom unitaria 160 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	8.64 kWp	En cond. funciona. 7.55 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	61 V	I mpp 124 A
Superficie total	Superficie módulos	71.1 m²	
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	8.2 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 5.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.5 % (tensión fija)
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	PVS Solar 8 PVS 1200	
	Fabricante	BAE Secura	
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 932 Ah
	N° de unidades	24 en serie	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	General Purpose Default	
	Tecnología	Undefined	
Umbral de Regulación Baterías	Carga	54.7/52.3 V	Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.
	Comando de Generador Auxiliar	47.3/51.6 V	Descarga 47.0/50.4 V
Necesidades de los usuarios	.Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	
	media	10.1 kWh/Dia	

PVsyyst Education License, Universidade Federal de Vicosa (Brazil)

Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

i)

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Proyecto Aislado at Marau, RS

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado
Orientación Campos FV	inclinación	29°
Generador FV	N° de módulos	54
Batería	Modelo	PVS Solar 8 PVS 1200
banco de baterías	N° de unidades	24
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año
		global
		180°
		Pnom total 8.64 kWp
		Tecnología bierta, tubular
		Tensión/Capacidad 48 V / 932 Ah
		3685 kWh/año

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 10.1 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lámparas fluorescentes	13	15 W/lámpara	5 h/día	975 Wh/día
TV/Magnetoscopio/PC	4	110 W/art.	3 h/día	1320 Wh/día
Frigorífico/Congelador	5		600 Wh/día	3000 Wh/día
Lavaplatos/Lavadora	4		1200 Wh/día	4800 Wh/día
Energía total diaria				10095 Wh/día

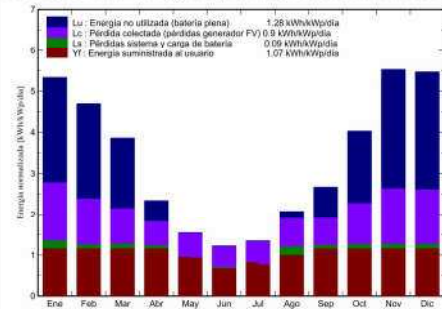
Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Aislado at Marau, RS
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

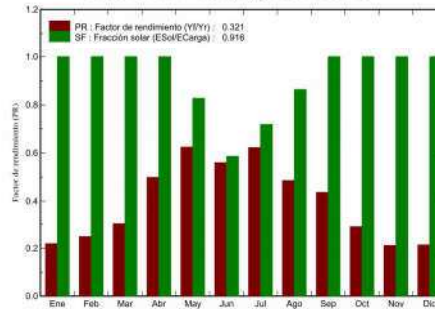
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	29°	acimut 180°
Generador FV	N° de módulos	54	Pnom total 8.64 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 8 PVS 1200	Tecnología bierta, tubular
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad 48 V / 932 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global 3685 kWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía disponible	7700125 W/año	Produc. específico 891 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	3374830 W/año	Exced. (inutilizado) 4041677 W/año
	Factor de rendimiento (PR)	32.1 %	Fracción solar SF 91.6 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	8.4 %	Energía faltante 309845 W/año
Inversión	Total incl. impuestos	59552 €	Específico 6.89 €/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 6.5%, 25 años)	4882 €/a.	Costo de explotación 0 €/a.
Costo de energía		1.45 €/kWh	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 8.64 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Enero	177.8	159.2	1047	679.8	0.0	312.9	312.9	1.000
Febrero	151.2	125.9	862	555.8	0.0	282.7	282.7	1.000
Marzo	158.5	113.2	799	454.7	0.0	312.9	312.9	1.000
Abril	103.7	65.5	453	130.3	0.0	302.8	302.8	1.000
Mayo	89.3	43.5	255	1.7	54.1	256.8	312.9	0.827
Junio	81.4	32.6	188	2.5	125.2	177.7	302.8	0.587
Julio	95.2	36.5	212	2.4	88.0	225.0	312.9	0.719
Agosto	116.8	58.4	372	44.9	42.6	270.4	312.9	0.864
Septiembre	107.3	75.7	521	195.9	0.0	302.8	302.8	1.000
Octubre	148.8	119.4	809	465.8	0.0	312.9	312.9	1.000
Noviembre	182.2	159.6	1078	746.1	0.0	302.8	302.8	1.000
Diciembre	179.3	163.7	1104	761.8	0.0	312.9	312.9	1.000
Año	1591.4	1153.2	7700	4041.7	309.8	3374.8	3684.7	0.916

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

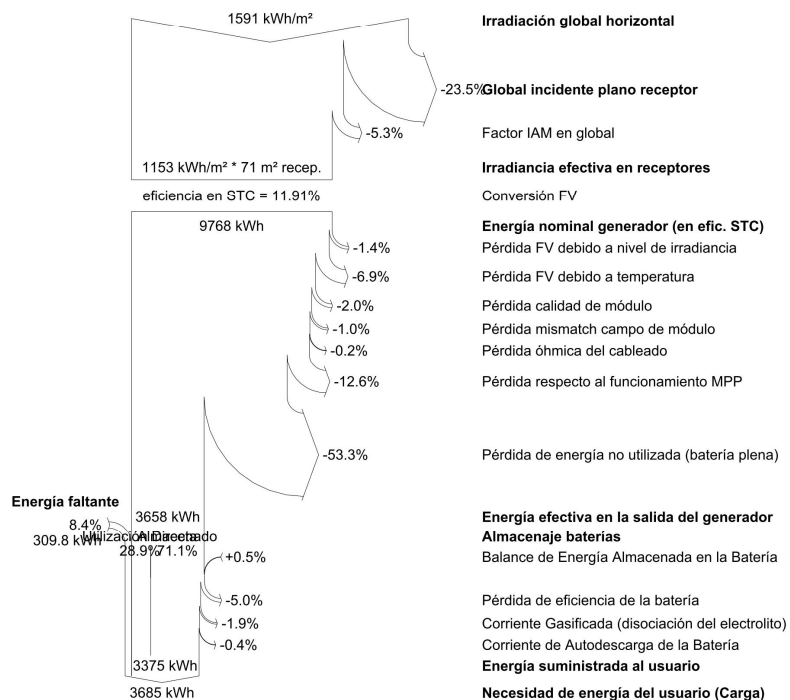
Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Aislado at Marau, RS

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	29°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	54	Pnom total	8.64 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 8 PVS 1200	Tecnología	bierta, tubular
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 932 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	3685 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Aislado: Evaluación económica

Proyecto : Proyecto Aislado at Marau, RS

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	29°	acimut 180°
Generador FV	N° de módulos	54	Pnom total 8.64 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 8 PVS 1200Tecnología bierta, tubular	
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad 48 V / 932 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global 3685 kWh/año

Inversión

Módulos FV (Pnom = 160 Wp)	54 unidades	380 € / unidad	20520 €
Soportes/Integración		380 € / módulo	20520 €
Baterías (2 V / 932 Ah)	24 unidades	400 € / unidad	9600 €
regulador / convertidor			2216 €
Ajustes, cableado, ...			315 €
Sustitución subestimada			0 €
Inversión bruta (sin impuestos)			53171 €

Financiamiento

Inversión bruta (sin impuestos)		53171 €
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 12.0 %	6381 €
Inversión bruta (con IVA)		59552 €
Subsidios		0 €
Inversión neta (todos impuestos incluidos)		59552 €
Anualidades	(Préstamo 6.5 % sobre 25 años)	4882 €/año
manten.		0 €/año
seguro, impuestos anuales		0 €/año
Provisión para replazo batería	(tiempo de vida 10.0 años)	0 €/año
Costo total anual		4882 €/año

Costo de energía

Energía solar utilizada	3375 kWh / año
Energía excedente (batería plena)	4042 kWh / año
Costo de energía utilizada	1.45 € / kWh

Sistema Aislado: CO2 Balance

Proyecto : Proyecto Aislado at Marau, RS
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	29°	acimut	180°
Generador FV	N° de módulos	54	Pnom total	8.64 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 8 PVS 1200Tecnología		bierta, tubular
banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 932 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	3685 kWh/año

Produced Emissions	Total:	10.49 tCO2	
	Source:	Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total:	18.7 tCO2	
	System production:	7700.13 kWh/a.	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	81 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Brazil
CO2 Emission Balance	Total:	5.7 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1606 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg
Quantity	6.40 kWp	400 kg
Subtotal [kgCO2]	10276	216

