



PUCRS

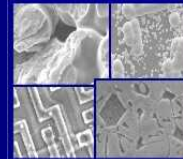
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E  
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia

Faculdade de Física

Faculdade de Química



PGETEMA

**MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM CÉLULAS SOLARES BIFACIAIS:  
FABRICAÇÃO, CARACTERIZAÇÃO E APLICAÇÃO EM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO ISOLADO**

**FILIPE SEHN FEBRAS**

ENGENHEIRO MECÂNICO

MESTRE EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**TESE PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTOR EM ENGENHARIA E  
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

**Porto Alegre**

**Novembro, 2012**



PUCRS

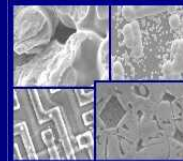
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E  
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia

Faculdade de Física

Faculdade de Química



PGETEMA

## **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM CÉLULAS SOLARES BIFACIAIS: FABRICAÇÃO, CARACTERIZAÇÃO E APLICAÇÃO EM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO**

**FILIPE SEHN FEBRAS**

ENGENHEIRO MECÂNICO

ORIENTADOR: PROF. DR. ADRIANO MOEHLECKE

CO-ORIENTADORA: Profa. Dra. Izete Zanesco

Tese realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

*Trabalho vinculado aos Projetos "Fabricação e Caracterização de Módulos Fotovoltaicos Concentradores Estáticos", financiado pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE, contrato CEEE-D/9928178 e "Desenvolvimento de Células Solares Eficientes em Lâminas de Silício tipo n", convênios FINEP 2102/09 e CNPq 563581/2010-7.*

**Porto Alegre**

**Novembro, 2012**



## ATA Nº 22

Aos vinte e seis dias do mês de novembro do ano de dois mil e doze, no Prédio 96A, do Campus Universitário da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, realizou-se a 22ª sessão de defesa de tese do Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais. O candidato Filipe Sehn Febras apresentou a tese, "MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM CÉLULAS SOLARES BIFACIAIS: FABRICAÇÃO, CARACTERIZAÇÃO E APLICAÇÃO EM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO", orientado pelo Prof. Dr. Adriano Moehlecke e co-orientado pela Profa. Dra. Izete Zanescos, para obtenção de grau de Doutor em Engenharia e Tecnologia de Materiais. A comissão esteve constituída pelos professores, Dr. Adriano Moehlecke, que a presidiu, Dr. Arno Krenzinger, da Escola de Engenharia, da UFRGS, Dr. Airton Cabral de Andrade, da Faculdade de Física, da PUCRS, Dr. Fernando Soares Dos Reis, do PPGE/FENG, da PUCRS e Dr. João Carlos Pinheiro Beck, do PGETEMA/FENG, da PUCRS. A comissão APROVOU o candidato neste requisito parcial e último para obtenção do grau de Doutor em Engenharia e Tecnologia de Materiais, desde que as correções sugeridas pela banca examinadora sejam efetuadas no prazo de sessenta dias. Nada mais havendo a constar, eu, Adriano Moehlecke, na qualidade de presidente da comissão examinadora, lavrei a presente ata que vai assinada por mim e pelos demais membros da Comissão de Avaliação.

*Adriano Moehlecke*

DR. ADRIANO MOEHLECKE - ORIENTADOR

*Izete Zanescos*

DRA. IZETÉ ZANESCO - CO-ORIENTADORA

### BANCA EXAMINADORA

*Arno Krenzinger*

DR. ARNO KRENZINGER - DA ESCOLA DE ENGENHARIA - UFRGS

*Airton Cabral de Andrade*

DR. AIRTON CABRAL DE ANDRADE - DA FACULDADE DE FÍSICA - PUCRS

*Fernando Soares Dos Reis*

DR. FERNANDO SOARES DOS REIS - DO PPGE/FENG - PUCRS

*João Carlos Pinheiro Beck*

DR. JOÃO CARLOS PINHEIRO BECK - DO PGETEMA/FENG - PUCRS

**PUCRS**

Campus Central  
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - Sala 103 - CEP: 90619-900  
Telefone: (51) 3353.4059 - Fax: (51) 3320.3625  
E-mail: engenharia.pg.materiais@pucrs.br  
www.pucrs.br/feng

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho primeiramente a um irmão, amigo e companheiro, que estará para sempre presente na minha mente, na minha alma e no meu corpo. Dedico também aos meus pais: Dagmar Arenz Sehn e Nelson Geraldo Maia, por me incentivar, apoiar e respeitar ao longo desta Tese.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço no desenvolvimento deste trabalho aos professores e orientadores Adriano Moehlecke e Izete Zanesco. À Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), à Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), à Petrobras, à FINEP e ao CNPq pelas bolsas de estudo, equipamentos patrocinados e infraestrutura. À massa operária colaboradora do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar Fotovoltaica. À minha FAMÍLIA. Aos meus grandes amigos. Aos professores/amigos da URI: Adilson Luís Stankiewicz, Alexandre Vagtinski de Paula, Alexandre Soares, Arthur Bortolin Beskow, Cristiano Vitorino da Silva, Cristina Vitorino da Silva, Daiane de Sena Brisotto, Gilson Francisco Paz Soares, Guilherme Lemos, Juliano Hawryluk, Tancredo Westphal Jr. E um agradecimento especial à Patrícia Ávila e ao Théo Sehn Maia.

# SUMÁRIO

<b>DEDICATÓRIA.....</b>	<b>4</b>
<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>5</b>
<b>SUMÁRIO .....</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>8</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>15</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS .....</b>	<b>16</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>18</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>19</b>
<b>1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS .....</b>	<b>20</b>
1.1. Introdução.....	20
1.2. Objetivos .....	21
<b>2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>23</b>
2.1. Módulos Fotovoltaicos Convencionais .....	23
2.2. Módulos Fotovoltaicos Concentradores .....	23
2.2.1. Concentradores com alta concentração geométrica .....	26
2.2.2. Concentradores com média concentração geométrica .....	31
2.2.3. Concentrador com baixa concentração geométrica .....	37
2.2.4. Módulo fotovoltaico concentrador estático plano (MEC-P) .....	47
2.3. Análise e Comparação de Módulos Fotovoltaicos .....	52
2.4. Sistemas Fotovoltaicos Isolados .....	60
2.4.1. Descrição .....	60
2.4.2. Métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados .....	61
2.4.2.1. Métodos intuitivos .....	63
2.4.2.2. Métodos numéricos.....	64
2.4.2.3. Métodos analíticos .....	66
2.4.3. Normativa da ANEEL .....	69
2.4.4. Exemplos de sistemas fotovoltaicos isolados instalados no Brasil .....	71

<b>3. FABRICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONCENTRADORES ESTÁTICOS.....</b>	<b>82</b>
3.1. Caracterização de Células Solares Bifaciais .....	83
3.2. Fabricação dos Módulos Fotovoltaicos .....	84
3.3. Características I-V dos Módulos Fotovoltaicos Concentradores .....	89
3.4. Características I-V dos Módulos Fotovoltaicos Concentradores Após Exposição à Radiação Solar.....	93
3.5. Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos Concentradores e Convencionais.....	100
3.6. Estimativa de Custos de Fabricação de Protótipos MEC-P.....	102
<b>4. APLICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONCENTRADORES ESTÁTICOS EM SISTEMAS ISOLADOS.....</b>	<b>105</b>
4.1. Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos Isolados .....	105
4.2. Resultados e Análise .....	109
<b>5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE .....</b>	<b>117</b>
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>120</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Sistema fotovoltaico Soleras, na Arábia Saudita [5].....	25
Figura 2.2. Arranjo fotovoltaico constituído por módulos fotovoltaicos concentradores Amonix [12]. .....	27
Figura 2.3. Módulo fotovoltaico concentrador simétrico com os ângulos de inclinação de 30° e 48° e a direção de incidência dos raios solares para alguns meses em Stuttgart, Alemanha [13]. .....	27
Figura 2.4. (a) módulo fotovoltaico concentrador FLATCON e (b) seu princípio de funcionamento [14]. .....	29
Figura 2.5. Módulo fotovoltaico concentrador desenvolvido no Japão, sua estrutura e o sistema de seguimento do movimento aparente Sol [15]. .....	29
Figura 2.6. Irradiância solar direta, irradiância solar total e a comparação da temperatura ambiente e a temperatura do módulo concentrador japonês em função do tempo [15]. .....	30
Figura 2.7. Módulo fotovoltaico concentrador, com concentração geométrica de 120, desenvolvido na Espanha [16]. .....	30
Figura 2.8. Arranjo de um sistema fotovoltaico, com 18 módulos fotovoltaicos concentradores, desenvolvidos pela Soliant Energy [17]. .....	31
Figura 2.9. Módulo fotovoltaico concentrador com lentes Fresnel, sistema de seguimento do Sol com dois eixos e concentração geométrica de 40 [18]. .....	32
Figura 2.10. Módulo fotovoltaico concentrador composto por espelhos em formato parabólico, sistema de seguimento do Sol com um eixo e concentração geométrica de 20 [18]. .....	32
Figura 2.11. Módulo fotovoltaico concentrador com espelhos simples com seguimento do Sol com um eixo e concentração geométrica de 30 [18].	33
Figura 2.12. Módulo fotovoltaico concentrador com múltiplos espelhos em formato parabólico, sistema de seguimento manual e concentração geométrica de 6 [18]. .....	33
Figura 2.13. Irradiância incidente e a potência produzida em função do tempo dos diferentes tipos de protótipos de módulos fotovoltaicos concentradores selecionados A, B e D [18]. .....	34



- Figura 2.14. Etapas da evolução do módulo fotovoltaico concentrador Rondine: (a) concentrador com seis unidades de concentração; (b) protótipo do concentrador Rondine e (c) concentrador comercial Rondine [20]..... 35
- Figura 2.15. Arranjos fotovoltaicos constituídos por módulos fotovoltaicos concentradores Rondine nas cidades de (a) Ferrara e (b) Catânia [20]. 36
- Figura 2.16. Módulo fotovoltaico concentrador Euclides [21]. ..... 36
- Figura 2.17. Comparação da produção de energia em função dos meses de operação dos sistemas com módulos fotovoltaicos concentradores Euclides com concentrações geométricas de 20 e 40 [21]. ..... 37
- Figura 2.18. Geometria do módulo fotovoltaico concentrador com estrias em formato “V”, onde “A” é a área de abertura, “a” é a área do dispositivo e “ $\theta_i$ ” é o ângulo de incidência [25]..... 38
- Figura 2.19. Curvas características I-V, para o módulo fotovoltaico sem concentração (curva A) e com concentração (curva B) [25]..... 40
- Figura 2.20. (a) módulo fotovoltaico concentrador Archimedes com estrias em formato “V” e (b) esquema do seu princípio de funcionamento [26]..... 41
- Figura 2.21. Detalhe das conexões e das estrias em formato “V” do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes [26]..... 41
- Figura 2.22. Esquema do princípio de funcionamento do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes em formato parabólico [27]. ..... 42
- Figura 2.23. Detalhe das células do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes em formato parabólico [26]..... 42
- Figura 2.24. Comparação entre a temperatura ambiente e temperatura da célula solar no módulo fotovoltaico concentrador Archimedes e a velocidade do vento em função do tempo [27]. ..... 42
- Figura 2.25. Módulo concentrador estático tipo CPC [28]. ..... 43
- Figura 2.26. Módulo fotovoltaico concentrador estático PEC-44D [28]. ..... 43
- Figura 2.27. Protótipo do módulo fotovoltaico concentrador PEC-FAL [29]. ..... 45
- Figura 2.28. Protótipo do módulo concentrador HELIUS 31Y [30]. ..... 45

- Figura 2.29. (a) seção transversal do módulo concentrador HELIUS 31Y e (b) representação do módulo inclinado com um ângulo de  $48^\circ$  e dos raios incidentes na abertura de entrada [31]. ..... 45
- Figura 2.30. (a) módulo fotovoltaico concentrador Pride e (b) detalhe das células solares e dos refletores [32]. ..... 46
- Figura 2.31. Potência produzida pelo módulo Pride e irradiância solar direta em função do tempo num dia com céu sem nuvens [32]. ..... 46
- Figura 2.32. Módulo concentrador estático plano [1]. ..... 47
- Figura 2.33. Primeiro protótipo, com células bifaciais circulares, do módulo concentrador estático plano (MEC-P) [1]. ..... 47
- Figura 2.34. Protótipo do MEC-P para análise das cores do refletor difuso [7]. ..... 48
- Figura 2.35. Protótipos A e B do MEC-P, destacando suas dimensões, em mm [3]. 49
- Figura 2.36. (a) estrutura montada do protótipo com o vidro temperado e o refletor de alumínio não pintado e (b) células solares encapsuladas [3]. ..... 50
- Figura 2.37. Distribuição das células solares soldadas na (a) parte posterior e (b) frontal do protótipo do MEC-P modificado [3]. ..... 51
- Figura 2.38. Refletância em função do comprimento de onda de amostras de alumínio pintadas com a tinta branca *Hammerite*<sup>®</sup> [3]. ..... 51
- Figura 2.39. Esquema da colocação dos protótipos no Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar [3]. ..... 52
- Figura 2.40. Comparação da densidade de potência em função do tempo para um módulo fotovoltaico concentrador FLATCON e um módulo fotovoltaico convencional [31]. ..... 53
- Figura 2.41. Densidade de potência do módulo fotovoltaico concentrador FLATCON e de um módulo fotovoltaico convencional e irradiância solar incidente, durante um dia com céu sem nuvens [34]. ..... 54
- Figura 2.42. Comparação da potência máxima produzida em função da irradiância solar incidente no módulo fotovoltaico concentrador Pride e de um módulo fotovoltaico Pride sem o acoplamento óptico [32]. ..... 55
- Figura 2.43. Protótipo do módulo fotovoltaico concentrador Rondine e do módulo fotovoltaico convencional, instalados no sistema de seguimento do Sol [19]. ..... 56

- Figura 2.44. Razão da energia produzida pela potência instalada em função dos meses monitorados pelo protótipo do concentrador Rondine (colunas vermelhas) e pelo módulo convencional (colunas pretas) e da razão entre a irradiância direta e a irradiância total para cada mês [19]. ..... 56
- Figura 2.45. Energia produzida pelo sistema fotovoltaico concentrador Rondine e a energia produzida (estimada) para módulos convencionais com sistema de seguimento de dois eixos em função dos meses monitorados e da razão entre a irradiância direta e a irradiância total para cada mês e o desempenho do sistema (linha verde) [20]. ..... 57
- Figura 2.46. Comparação direta da densidade de potência entre os módulos fotovoltaicos concentradores e convencionais num dia com céu sem nuvens em Monrovia, CA [17]. ..... 59
- Figura 2.47. Resultados simulados da irradiação diária média mensal incidente nas células solares do módulo fotovoltaico concentrador PEC-FAL e em um módulo fotovoltaico convencional [36]. ..... 60
- Figura 2.48. Resultados simulados da irradiação diária média mensal incidente nas células solares do módulo fotovoltaico concentrador HELIUS 31Y e em um módulo fotovoltaico convencional [31]. ..... 60
- Figura 2.49. Esquema dos componentes de um sistema fotovoltaico isolado. .... 61
- Figura 2.50. Esquema dos componentes do sistema fotovoltaico isolado simulado [8]. ..... 66
- Figura 2.51. Residência atendida por SIGFI, da CEMIG, utilizando módulos fotovoltaicos [42]. ..... 70
- Figura 2.52. Curva de isoprobabilidade para um sistema fotovoltaico isolado em Porto Alegre para  $LLP=10^{-2}$ , dimensionado a partir do Método B [43]. .. 71
- Figura 2.53. Energia diária produzida para cada mês do ano, do sistema fotovoltaico isolado instalado em Porto Alegre [43]. ..... 72
- Figura 2.54. Tensão diária média mensal do banco de baterias para cada mês do ano [43]. ..... 73
- Figura 2.55. Produção e consumo diário de energia do sistema fotovoltaico isolado, no mês de julho [44]. ..... 74
- Figura 2.56. Produção e consumo diário de energia do sistema fotovoltaico isolado, no mês de dezembro [44]. ..... 75

Figura 2.57. Produção de energia diária média, por módulo fotovoltaico, do sistema fotovoltaico isolado, para cada mês, instalado em Campinas [44].	75
Figura 2.58. Arranjo de módulos do sistema fotovoltaico isolado na estação científica Ferreira Penna, PA [45].	77
Figura 2.59. (a) controladores de carga e (b) banco de baterias utilizado no sistema fotovoltaico isolado na estação científica Ferreira Penna, PA [45].	77
Figura 2.60. Seringais de (a) Albrácea e (b) Dois Irmãos atendidos por sistemas fotovoltaicos isolados SIGFI [46].	79
Figura 2.61. Potência produzida pelos módulos fotovoltaicos do sistema isolado, em Albrácea [46].	79
Figura 2.62. Módulos fotovoltaicos localizados no telhado de um dos prédios do LABSOL - UFRGS, com potência de 500 Wp [47].	80
Figura 2.63. Valores monitorados pelo sistema de aquisição de dados do sistema fotovoltaico isolado, da tensão do banco de baterias, da corrente gerada e consumida durante quatro dias de operação [47].	81
Figura 3.1. Curva J-V de uma das melhores células solares bifaciais fabricadas.	84
Figura 3.2. Materiais utilizados para o encapsulamento dos módulos fotovoltaicos.	85
Figura 3.3. Colocação das tiras de células solares para laminação do MEC-P.	85
Figura 3.4. Esquema elétrico e a distribuição das células solares do (a) módulo fotovoltaico convencional e do (b) módulo fotovoltaico concentrador.	86
Figura 3.5. Transmitância dos vidros com baixo teor de ferro e do filme transparente <i>Coveme</i> <sup>®</sup> .	87
Figura 3.6. Módulo MEC-P em construção, sem o refletor difuso.	87
Figura 3.7. Detalhe do perfil duplo de alumínio utilizado para a montagem do módulo MEC-P.	88
Figura 3.8. Módulos fotovoltaicos MEC-P. À direita, foram colocados dois módulos convencionais com o mesmo número de células solares e mesmo tipo de vidro.	88
Figura 3.9. (a) vista frontal e (b) vista posterior do MEC-P.	88

- Figura 3.10. Curva I-V do módulo MEC-P 01 e sua caracterização elétrica, (a) antes e (b) depois da montagem do refletor difuso. .... 90
- Figura 3.11. Curva I-V do módulo MEC-P 02 e sua caracterização elétrica, (a) antes e (b) depois da montagem do refletor difuso. .... 91
- Figura 3.12. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 111 e suas características elétricas. .... 92
- Figura 3.13. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 129 e suas características elétricas. .... 92
- Figura 3.14. Detalhe da parte do perfil duplo de alumínio destacando a região que ocasiona sombra na parte posterior das células solares bifaciais. .... 93
- Figura 3.15. Irradiação total e ultravioleta no plano inclinado em função dos meses de exposição à radiação solar. .... 94
- Figura 3.16. Detalhe do acúmulo de sujeira no vidro dos módulos fotovoltaicos. .... 95
- Figura 3.17. Curvas I-V do módulo MEC-P 01 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo. .... 98
- Figura 3.18. Curvas I-V do módulo MEC-P 02 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo. .... 98
- Figura 3.19. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 111 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo. .... 99
- Figura 3.20. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 129 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo. .... 99
- Figura 3.21. Imagem termográfica dos módulos MEC-P e convencionais em (a) outubro de 2010 e (b) em dezembro de 2010, destacando a diferença de temperatura. .... 101
- Figura 3.22. Custos relativos do processo de fabricação de módulos fotovoltaicos com células  $p^+nn^+$  monofaciais e bifaciais: o custo em  $Wp$  de cada módulo está dividido pelo custo do  $Wp$  do módulo convencional. .... 104
- Figura 4.1. Estrutura de alumínio com os módulos fotovoltaicos e os aparelhos para medição instalados. .... 106
- Figura 4.2. Curva de isoprobabilidade para o sistema fotovoltaico isolado em Porto Alegre para  $LLP = 10^{-1}$  e  $LLP = 10^{-2}$ , dimensionado a partir do Método A. Os pontos marcados correspondem aos pares  $C_A-C_S$  do sistema com

- módulos convencionais (68,1 W), do sistema com módulos concentradores (80,5 W) e de um sistema com módulos convencionais (100 W) analisado em outro trabalho [43]. ..... 107
- Figura 4.3. Componentes internos do sistema fotovoltaico isolado: lâmpadas fluorescentes e inversores (1), contatora (2), temporizador (3), resistores (4), controlador de carga (5) e banco de baterias (6). ..... 108
- Figura 4.4. Multímetro e a placa multiplexadora para o sistema de aquisição de dados. .... 108
- Figura 4.5. (a) Irradiância solar e potência elétrica dos módulos fotovoltaicos, (b) potência elétrica dos módulos fotovoltaicos e das cargas dos sistemas fotovoltaicos isolados e (c) tensão dos bancos de baterias para um dia com pouca presença de nuvens em 21/10/2010. .... 110
- Figura 4.6. Energia elétrica produzida e armazenada pelos sistemas fotovoltaicos durante o período de exposição à radiação solar. .... 111
- Figura 4.7. Irradiância solar e a potência elétrica produzida pelos módulos concentradores e convencionais, devido à intermitência do processo de carga das baterias do sistema com módulos concentradores em 09/06/2011. .... 112
- Figura 4.8. Energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos concentradores e os módulos fotovoltaicos convencionais durante o período em que as cargas foram semelhantes. .... 113
- Figura 4.9. Tensão média do banco de baterias dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais de setembro de 2010 a março de 2012. .... 113
- Figura 4.10. Tensão média do banco de baterias dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais para os meses com cargas semelhantes. .... 114
- Figura 4.11. Eficiência dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais durante o período de exposição à radiação solar. .... 115
- Figura 4.12. Eficiência média mensal dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais durante o período com cargas semelhantes. .... 115
- Figura 4.13. Produtividade mensal dos sistemas fotovoltaicos isolados nos meses em que havia cargas semelhantes. .... 116

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Custo unitário da energia elétrica produzida pelo conjunto fotovoltaico [25]. .....	39
Tabela 2.2. Comparação da energia e da potência produzidas pelo módulo fotovoltaico concentrador com concentração de 120 e por um módulo fotovoltaico convencional no período de outubro de 2008 a junho de 2009 [16]. .....	58
Tabela 2.3. Valores de LLP de uso mais frequentes [8]. .....	62
Tabela 2.4. Valores dos coeficientes $F_{S1}$ e $F_{S2}$ [8]. .....	63
Tabela 2.5. Equações ajustadas aos parâmetros a e b para $LLP=10^{-1}$ e $LLP=10^{-2}$ . As equações são apresentadas para o método A e método B, ambos aplicados para o Brasil, onde, $\Phi$ é a latitude e $Kt_{inv}$ é o índice de claridade médio diário relacionado a junho, mês correspondente ao solstício de inverno. $Kt_{min}$ é o índice de claridade médio diário relacionado ao mês com irradiância mais baixa [41]. .....	69
Tabela 2.6. Tabela SIGFI [42]. .....	70
Tabela 2.7. Irradiação total média mensal, em Campinas [44]. .....	74
Tabela 2.8. Características dos sistemas fotovoltaicos do projeto piloto de Xapuri [46]. .....	78
Tabela 3.1. Características elétricas médias das células bifaciais, medidas sob irradiância de $1000 \text{ W/m}^2$ , $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . .....	83
Tabela 3.2. Caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos concentradores e dos módulos fotovoltaicos convencionais. ....	96

## LISTA DE SÍMBOLOS

MEC-P	Módulo fotovoltaico concentrador estático plano
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
D	Dimensão
$C_{OP}$	Concentração óptica
$C_g$	Concentração geométrica
GF	Irradiância frontal
GP	Irradiância posterior
$A_e$	Área de abertura de entrada
$A_c$	Área de células solares
$\Phi$	Latitude
AO	Ângulo de aceitação óptica
ISE	<i>Institute for Solar Energy Systems</i>
CPC	Concentrador Parabólico Composto
NT-Solar	Núcleo de Tecnologia em Energia Solar
FT	Temperatura frontal
STC	Condições de teste padrão
BOS	Balanço do sistema
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
LLP	Probabilidade de perda de carga
$C_A$	Capacidade normalizada do arranjo fotovoltaico
$C_S$	Capacidade normalizada das baterias
$A_M$	Área de conversão do módulo fotovoltaico
$\eta_M$	Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico
$G_d$	Valor médio da irradiância diária sobre o plano do módulo
L	Valor médio da energia diária consumida pela carga
$C_U$	Máxima energia que pode ser extraída do banco de baterias
SOC	Estado da carga do banco de baterias
$G_{dj}$	Irradiância diária sobre o plano do módulo fotovoltaico no dia “j”
$E_{AUXj}$	Energia fornecida no dia “j” pelo gerador auxiliar
N	Número de dias



q	Quantidade de carga
$K_{Tm}$	Índice de claridade médio
P	Potência nominal
CSD	Ciclos de serviço diário
CSS	Ciclos de serviço semanal
C	Consumo de energia
HSP	Número de horas de sol pleno
CB	Banco de baterias
$Pd_{máx}$	Profundidade de máxima descarga
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SIGFI	Sistemas individuais de geração de energia elétrica através de fontes intermitentes
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CA	Corrente elétrica alternada
CC	Corrente elétrica contínua
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
Voc	Tensão de circuito aberto
$J_{sc}$	Densidade de curto-circuito
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência
FF	Fator de forma
$\eta$	Eficiência
$P_{máx}$	Ponto de máxima potência
EVA	Acetato de vinila
PVF	Polímero fluorado
PET	Polietileno tereftalado
ESTI	<i>European Solar Test Installation</i>
APS	<i>Arizona Public Service Company</i>
STAR	<i>Solar Test and Research Center</i>
NOCT	Temperatura nominal de operação da célula solar

## RESUMO

SEHN FEBRAS, Filipe. **Módulos Fotovoltaicos com Células Solares Bifaciais: Fabricação, Caracterização e Aplicação em Sistema Fotovoltaico Isolado.** Porto Alegre. 2012. Tese. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

O objetivo principal deste trabalho foi fabricar e caracterizar módulos fotovoltaicos concentradores estáticos (MEC-P) com células solares bifaciais e refletor difuso. Módulos fotovoltaicos concentradores e módulos convencionais com a mesma área de células foram instalados em sistemas fotovoltaicos isolados por aproximadamente 1,5 anos e os mesmos foram caracterizados eletricamente após o período de exposição à radiação solar. Os sistemas fotovoltaicos foram monitorados, medindo-se a irradiância (total e ultravioleta) no plano dos módulos, a tensão do banco de baterias, a corrente elétrica na carga, a tensão e a corrente elétricas dos módulos fotovoltaicos. Dois módulos fotovoltaicos concentradores foram construídos com as dimensões de 775 mm x 690 mm x 70 mm (comprimento x largura x espessura) e com 36 células solares bifaciais de 80 mm x 80 mm, soldadas em série. Com células cuja eficiência média foi  $(13,8 \pm 0,2) \%$  e  $(13,2 \pm 0,2) \%$  para iluminação pela face frontal e posterior, respectivamente, fabricou-se um módulo com eficiência igual a 7,8 %. Com células de  $(13,7 \pm 0,2) \%$  /  $(13,1 \pm 0,3) \%$  para iluminação frontal/posterior, a eficiência alcançada pelo módulo foi de 7,6 %. Estimou-se que a temperatura das células solares nos módulos concentradores foi da ordem de 5 °C a 9 °C maior que a de células solares em módulos convencionais com o mesmo tipo de vidro e materiais de encapsulamento similares. Os módulos concentradores foram submetidos à radiação total de aproximadamente 1,9 MWh/m<sup>2</sup> ( $6,84 \times 10^9$  J/m<sup>2</sup>) durante 1,5 anos e não apresentaram nenhuma degradação de seu aspecto visual bem como de suas características elétricas. O sistema fotovoltaico isolado instalado com módulos MEC-P apresentou uma eficiência média mensal de  $(6,5 \pm 1,0) \%$  no período em que a carga foi mantida constante. A eficiência de 1 % abaixo da obtida com os módulos MEC-P foi devida à maior temperatura de operação, a maior refletância da radiação solar quando os módulos são instalados no plano inclinado e há variação do ângulo de incidência durante o dia, às perdas resistivas no sistema e porque no cálculo da eficiência do sistema foi considerada a energia elétrica produzida e armazenada.

Palavras-Chaves: células bifaciais, módulos fotovoltaicos concentradores, sistema fotovoltaico isolado.

## ABSTRACT

SEHN FEBRAS, Filipe. **PV Modules with Bifacial Solar Cells: Fabrication, Characterization and Application in Stand-alone PV System.** Porto Alegre. 2012. PhD dissertation. Pos-Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The main objective of this work was to fabricate and to characterize static concentrator photovoltaic modules (MEC-P) with bifacial solar cells and diffuse reflector. PV concentrator modules and PV standard modules with the same solar cell area were installed in a stand-alone PV system at 1.5 years and these were electrically characterized after the solar radiation exposure. The PV systems were monitored, measuring the irradiance (total and ultraviolet) at the same plane of PV modules, the voltage of battery, the electric current to the load and the electrical voltage and current of PV modules. Two PV concentrators were manufactured with dimensions of 775 mm x 690 mm x 70 mm (length x width x thickness) and with 36 bifacial solar cells with 80 mm x 80 mm, soldered in series. With cells whose average efficiency was  $(13.8 \pm 0.2) \%$  and  $(13.2 \pm 0.2) \%$  for front and rear mode illumination, respectively, one module with efficiency of 7.8 % was fabricated. By using solar cells of  $(13.7 \pm 0.2) \%$  /  $(13.1 \pm 0.3) \%$  for front / rear illumination mode, the efficiency achieved by the PV module was 7.6 %. It was estimated that the temperature of the solar cells in PV module concentrators was about 5 °C to 9 °C higher than that of PV standard modules with the same type of glass and similar lamination materials. The PV concentrators were subjected to total radiation of around 1.9 MWh/m<sup>2</sup> ( $6.84 \times 10^9$  J/m<sup>2</sup>) for 1.5 years and presented no degradation of their visual appearance as well as its electrical characteristics. The PV stand-alone system installed with MEC-P modules showed a monthly average efficiency of  $(6.5 \pm 1.0) \%$  in the period in which the load was held constant. The efficiency was 1.0 % lower than that obtained with the modules MEC-P was due to the higher operating temperature, the higher reflectance of solar radiation when the PV modules are installed on the tilted plane and has variation of the angle of incidence during the day, the resistive losses in the system and because in the calculation of system efficiency it was considered the electrical energy produced and stored.

Key-Words: bifacial solar cells, PV concentrator modules, stand-alone PV system.

# 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

## 1.1. Introdução

Chuvas, ventos, tempestades, tornados, ciclones, cada vez mais devastadores, atingem os seres vivos em toda a extensão do planeta Terra. Dias mais frios, dias mais quentes, dias mais chuvosos, agravando assim o chamado aquecimento global. Esse aquecimento é o aumento da temperatura média dos oceanos e do ar próximo à superfície da Terra, causado principalmente pela emissão de gases de efeito estufa, queima de combustíveis fósseis e o desmatamento. Para minimizar o aquecimento global, uma das alternativas em relação à poluição atmosférica seria a utilização de fontes de energia renovável, como por exemplo, a solar.

Os sistemas de energia solar fotovoltaica são simples e de rápida instalação, são modulares, possuem uma fonte de energia inesgotável e gratuita, são silenciosos e sua manutenção é reduzida.

Uma desvantagem da energia solar fotovoltaica é o seu alto custo inicial devido ao elevado custo na purificação e crescimento do silício e na fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos. Para minimizar esse custo, uma alternativa é a fabricação de módulos fotovoltaicos concentradores. Os módulos fotovoltaicos concentradores possuem uma menor área de células solares, por possuírem um sistema óptico integrado, comparado com módulos fotovoltaicos convencionais.

Moehlecke e Krenzinger [1] desenvolveram o primeiro protótipo do módulo fotovoltaico concentrador estático plano (MEC-P) com células solares bifaciais circulares. O sistema óptico do concentrador era uma caixa de vidro com a face

superior aberta e a face posterior interna pintada de branco para formar o refletor difuso. Na face superior do sistema óptico foram instaladas as células solares bifaciais encapsuladas e distribuídas de tal forma que permitiam a incidência de radiação solar no refletor. A radiação solar refletida pelo sistema óptico incidia na face posterior das células bifaciais.

Silveira [2] realizou, a otimização do módulo fotovoltaico concentrador estático, MEC-P, com a finalidade de facilitar a sua fabricação em linha de produção. A otimização do novo modelo do concentrador, passou pela substituição das células circulares bifaciais, por três tiras contendo um total de trinta e seis células solares bifaciais pseudo-quadradas. A distância entre o refletor difuso e as células bem como a distância entre as tiras de células foram otimizadas a partir do conceito do fator de visão. O módulo MEC-P foi otimizado a partir da melhor inclinação para módulos convencionais em Porto Alegre.

Febras [3], com base nos resultados de Silveira [2], desenvolveu e caracterizou dois protótipos com diferentes dimensões do MEC-P com a finalidade de analisar o efeito de sombra do perfil de alumínio sobre as tiras das bordas e qual a melhor orientação das tiras. A radiação incidente na face posterior foi medida e calculou-se a concentração óptica do módulo para as quatro estações do ano.

No entanto, até esta data, nenhum módulo MEC-P completo foi fabricado e caracterizado e analisado seu comportamento em um sistema fotovoltaico isolado.

## **1.2. Objetivos**

O objetivo geral desse trabalho foi fabricar módulos fotovoltaicos concentradores estáticos de baixa concentração geométrica com células solares bifaciais e refletor difuso e implementá-los em um sistema fotovoltaico isolado a fim de comparar com módulos fotovoltaicos convencionais, que também foram implementados em um sistema isolado similar.

Os objetivos específicos consistem em:

- fabricar e caracterizar dois módulos fotovoltaicos concentradores estáticos planos;
- avaliar a temperatura de operação dos módulos concentradores MEC-P;
- avaliar possíveis degradações dos módulos concentradores MEC-P;
- analisar o comportamento do módulo MEC-P quando aplicado em um sistema fotovoltaico isolado.

## **2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

### **2.1. Módulos Fotovoltaicos Convencionais**

A ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas - NBR10899/2005) define o módulo fotovoltaico como sendo a “unidade básica formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica” [4]. O módulo fotovoltaico é composto por células solares, que podem ser conectadas em série e/ou em paralelo. Estas células solares podem ser fabricadas como dispositivos monofaciais ou bifaciais. Além das células solares, o módulo possui materiais poliméricos de encapsulamento, vidro temperado e estrutura para dar rigidez e proteger as células solares.

Por não haver partes móveis no módulo fotovoltaico, ele é de fácil manutenção. É recomendada uma limpeza regular, típica para vidros, para que não haja perda da eficiência da conversão de energia solar em elétrica devido ao acúmulo de sujeira no módulo. Os fabricantes fornecem uma garantia de até 25 anos [3].

### **2.2. Módulos Fotovoltaicos Concentradores**

A principal finalidade dos módulos concentradores é reduzir os custos da energia elétrica produzida em sistemas fotovoltaicos. Este tipo de módulo direciona os raios solares sobre as células solares por meio de um sistema óptico [3].

Com a crise do petróleo, em 1973, pesquisas com sistemas de concentração iniciaram em 1975 [5].

Nos Estados Unidos, projetos governamentais foram financiados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE). O primeiro projeto foi realizado pela *Sandia National Laboratories*, em 1978 [5].

Grandes empresas começaram a trabalhar com sistemas de concentração. Pesquisas na *Motorola*, *RCA*, *GE*, *Martin Marietta*, *E-Systems*, *Boeing*, *Acurex* e *Spectrolab* desenvolveram este tipo de sistema. Importantes programas também foram desenvolvidos em laboratórios de universidades em todo o mundo [5].

Sistemas em grande escala foram desenvolvidos, com uma potência de 350 kWp no projeto Soleras, na Arábia Saudita e 300 kWp pela empresa Entech, nos Estados Unidos. O sistema Soleras é mostrado na Figura 2.1. De acordo com o artigo publicado por Swanson [5], o Soleras iniciou sua operação em 1981 e continuou até o ano de 2000, quando foi desmontado porque os módulos fotovoltaicos concentradores sofreram delaminação [5].

A maioria dos sistemas ópticos dos módulos concentradores é desenvolvida através da técnica de traçado de raios, isto é, seguir os raios através de um sistema de reflexão (espelhos) ou refração (lentes) em superfícies. A partir do princípio dos raios extremos da óptica não formadora de imagem, é possível projetar sistemas ópticos de concentradores em duas dimensões (2D) que coletam os raios dentro de uma abertura angular e desprezam todos os outros raios fora deste intervalo [6].

Existem dois parâmetros importantes relacionados com os módulos concentradores: a concentração óptica ( $C_{OP}$ ) e a concentração geométrica ( $C_g$ ). A  $C_{OP}$  é a razão entre a irradiância incidente nas células solares quando associadas a um sistema óptico e a irradiância que receberiam as células sem o sistema óptico. A  $C_g$  é definida como o quociente entre a área da abertura de entrada do sistema óptico e a área do receptor, isto é, as células solares [3].

Para concentradores com células bifaciais a  $C_{OP}$  é dada pela Equação (2.1) [7] [8]:



$$C_{OP} = \frac{G_F + G_P}{G_F} \quad (2.1)$$

onde  $G_F$  é a irradiância incidente na face frontal das células e  $G_P$  é a irradiância incidente na face posterior das mesmas.

A Equação (2.2) especifica o  $C_g$  [9], como segue:

$$C_g = \frac{A_e}{A_c} \quad (2.2)$$

onde  $A_e$  é a área de abertura de entrada do sistema óptico e  $A_c$  é a área de células solares.



Figura 2.1. Sistema fotovoltaico Soleras, na Arábia Saudita [5].

Os concentradores possuem variados tipos de refletores, variados tipos de células solares utilizadas e podem ou não possuírem sistemas de seguimento do Sol. Os que não possuem este tipo de sistemas são definidos como estáticos. Uma vantagem dos concentradores estáticos é a baixa manutenção por não possuir partes móveis no seu sistema e uma desvantagem é o seu baixo fator de concentração, quando comparados com sistemas de seguimento do Sol. Este baixo fator de concentração pode ser aumentado com a utilização de células solares bifaciais ou meios refringentes com índices de refração maiores que o ar. A classificação dos módulos concentradores é definida de acordo com a sua concentração geométrica [5].

Concentradores que possuem uma  $C_g > 100$  são considerados de alta concentração e concentradores de média concentração possuem uma  $C_g \leq 100$ . Sistemas com alta e média concentração podem utilizar sistemas ópticos especiais, como lentes ou espelhos, para concentrar a radiação solar incidente sobre as células solares de alta eficiência e de pequenas dimensões e também podem possuir sistemas de seguimento para manter os raios solares com incidência normal sobre as células solares ao longo do dia [10].

Os módulos concentradores que possuem uma  $C_g \leq 10$  são considerados de baixa concentração. Sua geometria é geralmente linear e, se necessário, somente um eixo de movimentação para seguimento é suficiente para sua operação [10].

### **2.2.1. Concentradores com alta concentração geométrica**

Sistemas de alta concentração utilizam células solares de múltipla junção para a conversão de energia solar em elétrica e possuem sistemas de seguimento do Sol [11].

O primeiro módulo fotovoltaico concentrador com alta concentração geométrica foi da empresa Amonix, possuindo concentração geométrica de 500. Este módulo concentrador foi desenvolvido com células solares de alta eficiência, operando com eficiências de 19,7 % a 22,1 %. O Amonix possuía 30 células solares ligadas em série e sua área total era de 1 m<sup>2</sup>, tendo uma média de concentração de 350 [12].

Cinco sistemas fotovoltaicos com módulos concentradores Amonix foram instalados e apresentaram uma potência entre 25,0 kW a 26,5 kW [12]. A Figura 2.2 mostra um arranjo fotovoltaico com concentradores Amonix.

Em Stuttgart, Alemanha, com latitude de 48° módulos concentradores com estrias em formato “V” foram instalados em condições externas, com diferentes ângulos de inclinação ( $\phi = 30^\circ$  e  $\phi = 48^\circ$ ), voltadas para o Sul. Os concentradores possuíam dois tipos de design das estrias em “V”, um simétrico e o outro

assimétrico. A Figura 2.3 ilustra o módulo fotovoltaico concentrador simétrico com os ângulos de inclinação de  $30^\circ$  e  $48^\circ$  e a direção dos raios solares para alguns meses. Para estes concentradores, um programa utilizado para traçado de raios simulou o ângulo de aceitação óptica (AO), ou seja, o máximo ângulo de incidência para o qual os raios solares são direcionados sobre as células solares, segundo os ângulos de incidência relevantes em relação às diferentes estrias em "V". Para o caso simétrico, foi observada uma baixa coleta da radiação difusa, tendo-se uma alta  $C_g$  e uma alta  $C_{OP}$ , devido ao baixo ângulo das estrias. E para o caso assimétrico com inclinação de  $30^\circ$ , a aceitação óptica é alta durante os meses de verão, e mais baixa nos meses de inverno [13].



Figura 2.2. Arranjo fotovoltaico constituído por módulos fotovoltaicos concentradores Amonix [12].

No caso simétrico, para um ângulo de inclinação de  $30^\circ$ , as células solares do concentrador coletam uma maior porção da radiação solar direta nos meses de verão, quando a radiação solar é maior [13].

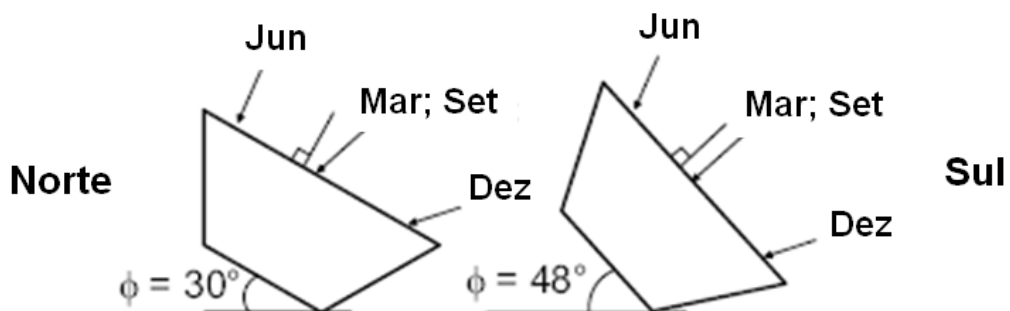


Figura 2.3. Módulo fotovoltaico concentrador simétrico com os ângulos de inclinação de  $30^\circ$  e  $48^\circ$  e a direção de incidência dos raios solares para alguns meses em Stuttgart, Alemanha [13].

O primeiro módulo concentrador FLATCON (*Fresnel Lens All-glass Tandem-cell Concentrator*), utilizava células solares de GaAs, com junção simples e com 4 mm de diâmetro e sua concentração geométrica era de 123, com uma eficiência de 17 % a 18 %. Com células solares com dupla junção, o módulo apresentou eficiência de 24,9 %. O mesmo possui uma abertura de 76 mm. A eficiência óptica das lentes Fresnel está no intervalo entre 84 % a 86 %. O módulo tem uma eficiência de 22,7 %. Depois, o diâmetro das células solares foi reduzido de 4 mm para 2 mm utilizando células solares tipo III-V, com multi-junção, tendo uma área de abertura de 16 cm<sup>2</sup> para a concentração das lentes Fresnel [14].

O módulo FLATCON possui concentração geométrica de 509 e o corpo é feito todo de vidro. O concentrador é formado por 48 lentes Fresnel, que foram fabricadas sobre uma lâmina de vidro, com área de 16 cm<sup>2</sup>. As células utilizadas possuíam área de 0,0314 cm<sup>2</sup> e diâmetro de 2 mm. A área de abertura do módulo era de 768 cm<sup>2</sup>. As dimensões do módulo concentrador foram: 820 mm x 420 mm x 80 mm [14]. A Figura 2.4 mostra o concentrador FLATCON e seu princípio de funcionamento.

No Japão, Kemmoku et al. [15], desenvolveram um módulo fotovoltaico concentrador com 32 lentes Fresnel e área total de 0,627 m<sup>2</sup> e com dois eixos de seguimento do Sol, possuindo uma concentração geométrica de 300 [15]. A Figura 2.5 mostra o módulo fotovoltaico concentrador, sua estrutura e o sistema do movimento aparente do Sol.

Em outubro de 2002, na Universidade de Tecnologia de *Toyohashi*, no Japão, foram realizadas medições de temperatura na célula, temperatura ambiente e irradiação solar direta e total. As medições de temperatura foram realizadas por meio de termopares e as de irradiância por meio de piranômetros. Com as medições de temperatura analisadas, concluíram que houve uma perda 0,3 % da eficiência do sistema quando a temperatura do módulo aumentou 1 °C [15].

Num dia limpo, a temperatura máxima do módulo fotovoltaico concentrador japonês fica 20 °C maior que a temperatura ambiente, como pode ser visto na Figura 2.6 [15]. A Figura 2.6 também apresenta o gráfico da irradiância solar direta e total em função do tempo.

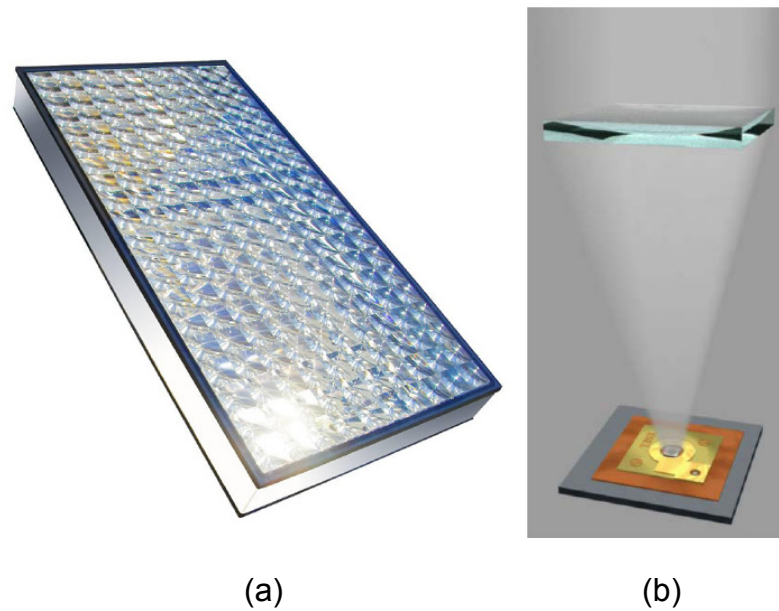


Figura 2.4. (a) módulo fotovoltaico concentrador FLATCON e (b) seu princípio de funcionamento [14].

Um concentrador, desenvolvido na Espanha, com concentração geométrica de 120 possui, na sua lateral, um dissipador de calor para as células de concentração. A parede posterior é de alumínio com 2 mm de espessura e possui vidro para proteção de cada tira de célula solar [16].



Figura 2.5. Módulo fotovoltaico concentrador desenvolvido no Japão, sua estrutura e o sistema de seguimento do movimento aparente Sol [15].

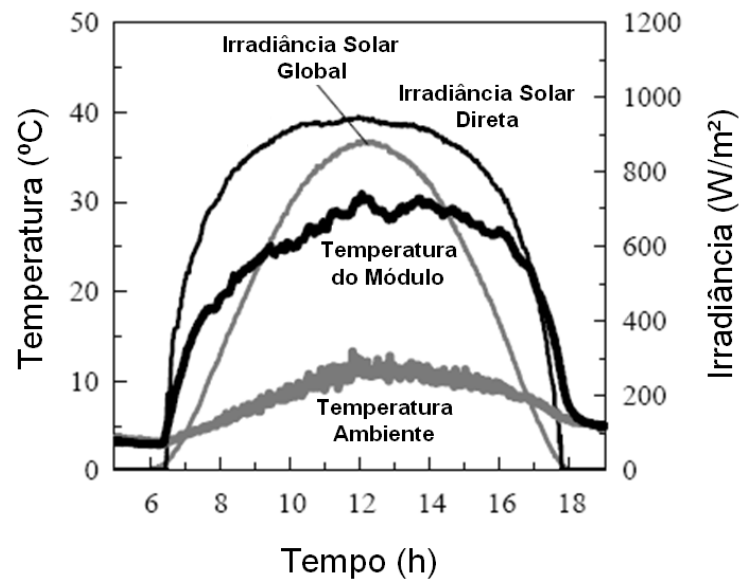


Figura 2.6. Irradiância solar direta, irradiância solar total e a comparação da temperatura ambiente e a temperatura do módulo concentrador japonês em função do tempo [15].

A concentração foi realizada utilizando lentes prismáticas, sendo 813 lentes em uma placa de 160 x 160 mm, tendo um baixo custo devido a técnica de moldagem de simples injeção em acrílico. A área do concentrador é de 1 m<sup>2</sup>, possuindo um sistema de seguimento do Sol de um eixo [16]. A Figura 2.7 apresenta o módulo fotovoltaico concentrador desenvolvido na Espanha.



Figura 2.7. Módulo fotovoltaico concentrador, com concentração geométrica de 120, desenvolvido na Espanha [16].

Um sistema fotovoltaico conectado à rede, com estes concentradores, foi implantado em Sinarcas, na Espanha, com uma potência de 100 kWp [16].

A *Soliant Energy* desenvolveu um módulo fotovoltaico concentrador com concentração geométrica de 500, possuindo células solares de tripla junção com sistema óptico de lentes Fresnel e sistema de seguimento do Sol com dois eixos. Seis concentradores atingiram a potência de 355 W [17]. A Figura 2.8 ilustra o arranjo de um sistema fotovoltaico, com 18 módulos fotovoltaicos concentradores.



Figura 2.8. Arranjo de um sistema fotovoltaico, com 18 módulos fotovoltaicos concentradores, desenvolvidos pela Soliant Energy [17].

### 2.2.2. Concentradores com média concentração geométrica

Chemisana [11] apresenta que sistemas de média concentração podem ser divididos em dois grupos: sistemas com estrias em formato geométrico e sistemas com lentes ou espelhos Fresnel, ambos possuindo sistemas de seguimento do Sol [11].

Em 1996, 90 módulos concentradores fotovoltaicos com média e baixa concentração geométrica foram comparados. As Figuras 2.9, 2.10 e 2.11 apresentam os concentradores. Dos 90 concentradores, quatro deles tiveram protótipos fabricados para serem testados em condições externas, sendo que o concentrador (A) possui lentes Fresnel de acrílico, sistema de seguimento do Sol com dois eixos e concentração de 40; o concentrador (B) é composto por espelhos em formato parabólico, sistema de seguimento do Sol com um eixo e concentração geométrica de 20; o concentrador (C) possui espelhos simples com seguimento do Sol com um eixo e concentração geométrica de 30 e o concentrador (D) possui múltiplos espelhos em formato parabólico, sistema de seguimento manual e concentração geométrica de 6 [18].

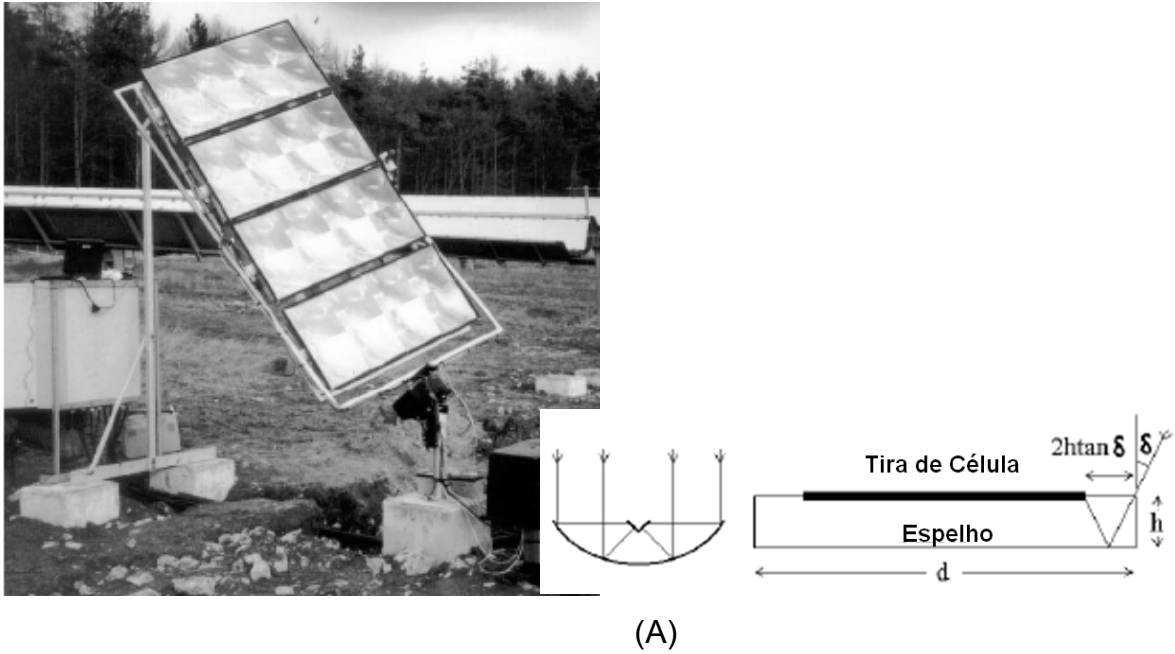


Figura 2.9. Módulo fotovoltaico concentrador com lentes Fresnel, sistema de seguimento do Sol com dois eixos e concentração geométrica de 40 [18].

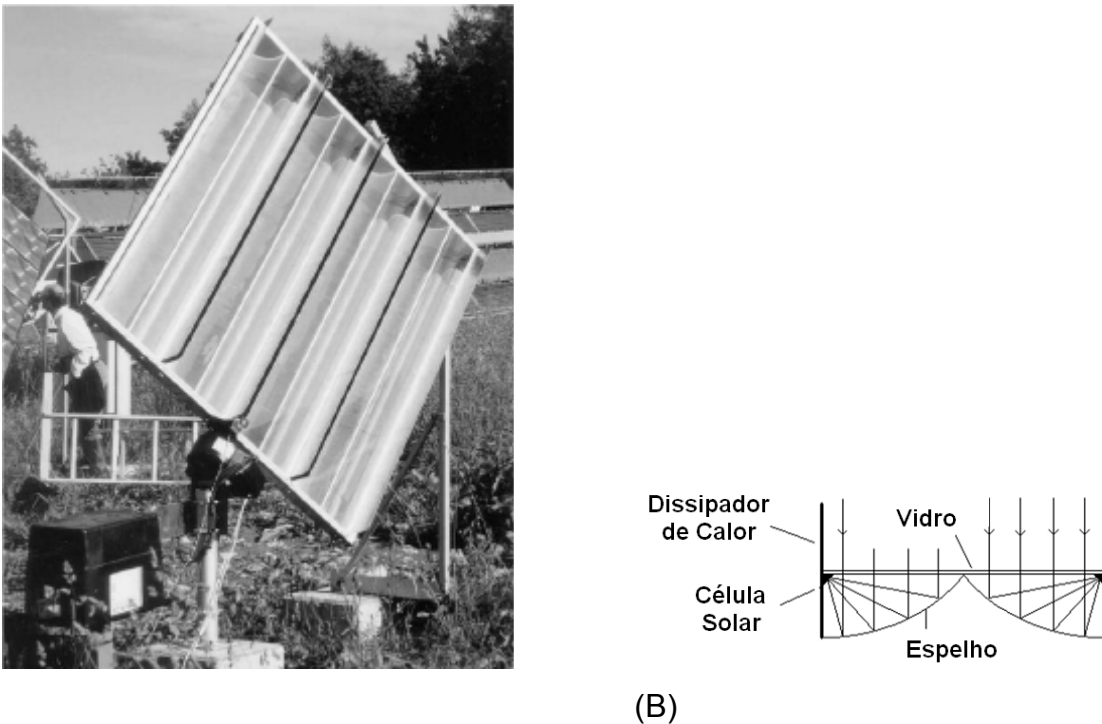
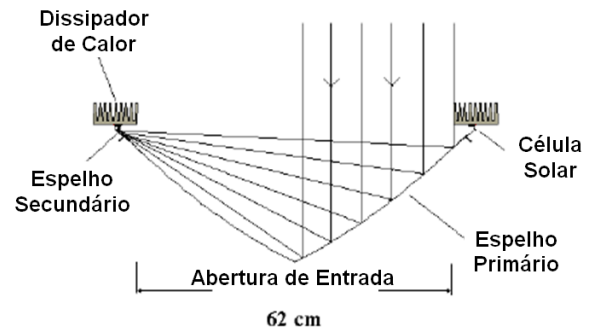


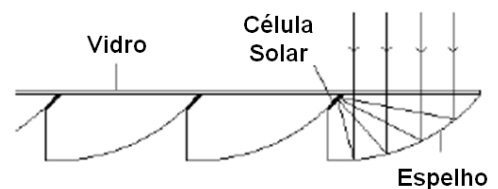
Figura 2.10. Módulo fotovoltaico concentrador composto por espelhos em formato parabólico, sistema de seguimento do Sol com um eixo e concentração geométrica de 20 [18].





(C)

Figura 2.11. Módulo fotovoltaico concentrador com espelhos simples com seguimento do Sol com um eixo e concentração geométrica de 30 [18].



(D)

Figura 2.12. Módulo fotovoltaico concentrador com múltiplos espelhos em formato parabólico, sistema de seguimento manual e concentração geométrica de 6 [18].

Por quatro anos, na Inglaterra, dois protótipos de cada módulo concentrador selecionado, foram expostos às condições externas, e não apresentaram degradação significativa [18].

A Figura 2.13 mostra os gráficos, num dia com pouca presença de nuvens, da potência e irradiância direta em função do tempo para cada protótipo dos módulos

fotovoltaicos concentradores selecionados. Nota-se que o módulo concentrador B obteve uma maior potência ao longo do dia comparado com os módulos D e A.

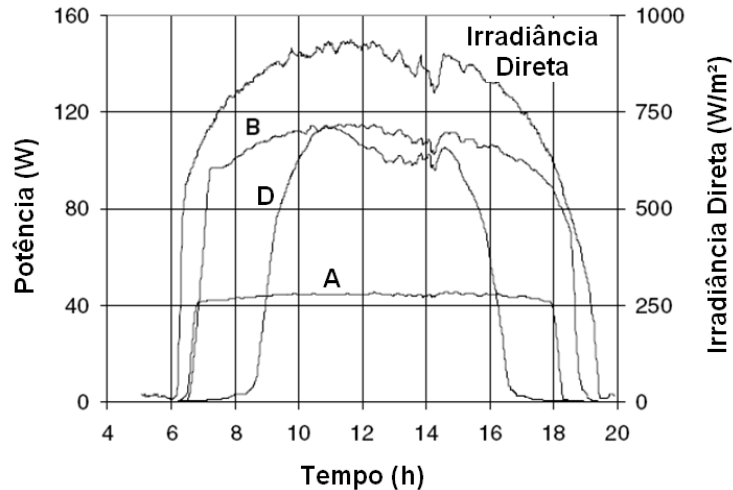


Figura 2.13. Irradiância incidente e a potência produzida em função do tempo dos diferentes tipos de protótipos de módulos fotovoltaicos concentradores selecionados A, B e D [18].

A *Cpower SRL* desenvolveu um módulo fotovoltaico concentrador, chamado *Rondine*, em Ferrara, Itália. Este concentrador possui uma concentração geométrica de 25, tendo uma eficiência óptica de 80 % e células solares de silício cristalino. O sistema óptico era em formato parabólico composto [19] [20].

Primeiramente, o *Rondine* possuía seis unidades de concentração. Foi desenvolvido um protótipo com dimensões de 840 mm x 430 mm x 189 mm produzindo uma potência de pico de 38,7 W. Posteriormente, foi fabricado um concentrador comercial com dimensões de 1160 mm x 740 mm x 185 mm, produzindo uma potência de pico de 95,5 W. A Figura 2.14 mostra a evolução no desenvolvimento do módulo concentrador [19] [20].

A maioria dos componentes do *Rondine* é reciclável como o vidro, alumínio e polímeros [19] [20].

Um protótipo do *Rondine* foi instalado em Ferrara, Itália, no período de dezembro de 2007 a maio de 2008, montado num sistema de seguimento do Sol. Na mesma estrutura foi colocado um módulo fotovoltaico convencional de silício

cristalino com potência de pico semelhante a do concentrador instalado, de 55 W e que possuía uma eficiência de 12,2 % [19] [20].

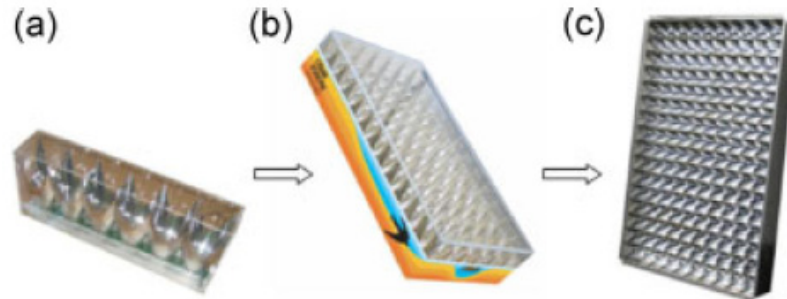


Figura 2.14. Etapas da evolução do módulo fotovoltaico concentrador Rondine: (a) concentrador com seis unidades de concentração; (b) protótipo do concentrador Rondine e (c) concentrador comercial Rondine [20].

Em julho de 2008, entrou em operação uma instalação com concentradores Rondine comerciais, próximo a Ferrara, com potência de 3,9 kWp. Possuindo quatro fileiras com onze módulos, cada. Próximo a Catânia, Itália, outro sistema foi instalado com 4,8 kWp com quatro tiras com 13 módulos fotovoltaicos concentradores Rondine [19] [20]. A Figura 2.15 mostra os arranjos dos concentradores Rondine dos sistemas instalados próximo a Ferrara e na Catânia.

A temperatura ambiente registrada foi de 21 °C e a temperatura apresentada pelo módulo concentrador Rondine, na sua parte posterior foi de 42 °C [20]. Esta diferença de temperatura é similar a diferença de temperatura dos módulos fotovoltaicos convencionais.

Outro concentrador desenvolvido nos anos noventa foi o Euclides, no Instituto de Energia Solar (IES), na Espanha. O arranjo do módulo fotovoltaico concentrador Euclides, possuía comprimento de 72 m e seguimento do Sol com um eixo horizontal. Cada célula solar *Saturn* era conectada em grupos de 12, em série. Os refletores eram de alumínio com 1 mm de espessura, recobertos com um filme adesivo de prata da empresa 3M. O concentrador era resistente à irradiâncias de até 3000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 250 °C, sem apresentar degradação. Sua concentração geométrica é de 32 [21]. A Figura 2.16 apresenta o concentrador Euclides.

Em dois locais diferentes, em Madri (Espanha) e em *Widderstall* (Alemanha), sistemas com o módulo fotovoltaico concentrador *Euclides* foram instalados com concentrações geométricas de 20 e 40. Os gráficos de barras da Figura 2.17 apresentam a produção de energia em função dos seis meses de operação dos sistemas com concentradores *Euclides* [21]. Observa-se que o módulo *Euclides* com  $C_g$  de 40x obteve uma produção de energia maior comparado com o módulo *Euclides* com  $C_g$  de 20x.



Figura 2.15. Arranjos fotovoltaicos constituídos por módulos fotovoltaicos concentradores *Rondine* nas cidades de (a) Ferrara e (b) Catânia [20].



Figura 2.16. Módulo fotovoltaico concentrador *Euclides* [21].

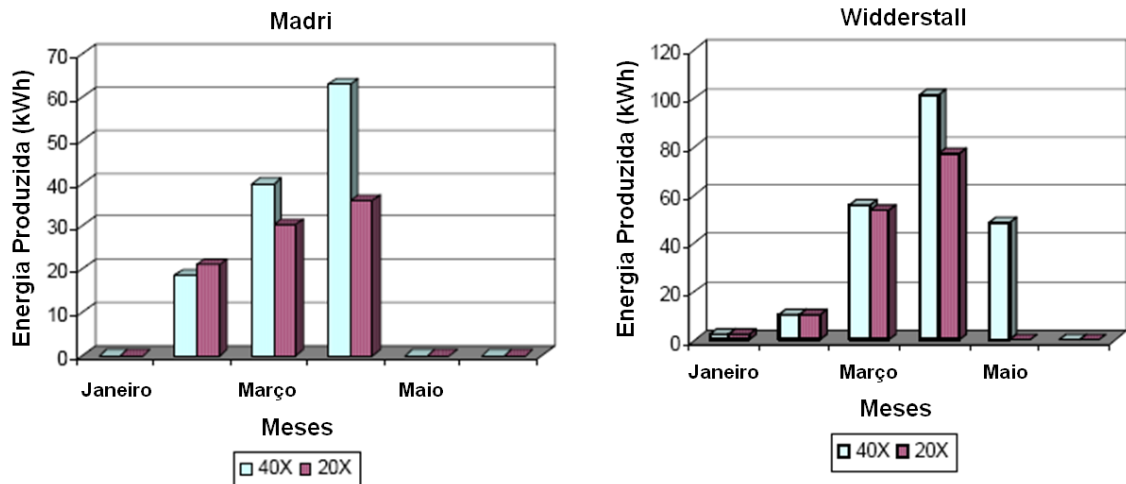


Figura 2.17. Comparação da produção de energia em função dos meses de operação dos sistemas com módulos fotovoltaicos concentradores Euclides com concentrações geométricas de 20 e 40 [21].

### 2.2.3. Concentrador com baixa concentração geométrica

A maioria dos sistemas com baixa concentração são estáticos. Esta característica permite que sejam instalados sobre telhados ou fachadas, ao contrário dos sistemas de alta e média concentração que devem ser instalados nos terraços dos prédios ou no solo devido à necessidade de alta precisão dos sistemas ópticos de concentração e o seu sistema de seguimento [11].

Na Austrália, Bowden et al. [22] desenvolveram um módulo concentrador estático com o corpo feito de material acrílico. Na parte posterior, alumínio foi evaporado nas estrias em formado “V” do módulo para ser utilizado como um espelho, tendo uma refletância de 95 %. As estrias possuem largura de 6 mm e suas formas foram desenvolvidas por meio do método de traçados de raios. O concentrador possuía duas tiras de células solares bifaciais com 47 mm de largura [22].

Considerando uma transmitância de 99 % para as lentes de acrílico e uma superfície refletora posterior de 95 % de refletância, determinaram que 90 % da radiação média anual que incide no plano do módulo fotovoltaico concentrador atinge as células solares. O módulo concentrador australiano possuía uma  $C_g$  de 3 [22].

Em relação a módulos fotovoltaicos com concentradores em forma de “V”, Fraidenraich [23] apresentou a solução analítica completa para obtenção da eficiência óptica dos mesmos o que permitiu o desenvolvimento de um procedimento para otimizar a geometria da cavidade em forma de “V” [24]. Esta cavidade em forma de “V” era composta por espelhos e sua geometria foi definida por dois parâmetros: o ângulo dos refletores da cavidade ( $\psi$ ) e a concentração geométrica ( $C_g$ ) [24]. O citado autor desenvolveu um módulo fotovoltaico concentrador com cavidade em forma de “V” e com sistema de seguimento do Sol de um eixo. Este concentrador possuía uma  $C_g = 2,5$  e o melhor ângulo da cavidade em “V” de  $30^\circ$  foi definido para a cidade de Recife ( $\phi = -8^\circ$ ) com a finalidade de ter uma iluminação uniforme incidente nas células solares possuindo uma inclinação  $\beta = 10^\circ$ . A Figura 2.18 mostra a geometria do concentrador [25].

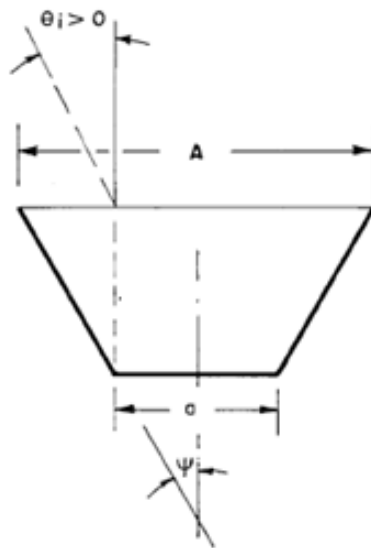


Figura 2.18. Geometria do módulo fotovoltaico concentrador com estrias em formato “V”, onde “A” é a área de abertura, “a” é a área do dispositivo e “ $\theta_i$ ” é o ângulo de incidência [25].

Por meio de um modelo de simulação, Fraidenraich [25] calculou a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico e a variação do custo da energia elétrica produzida anualmente em função da  $C_g$  e do  $\psi$ , concluindo que a energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos, com o sistema de concentração, aumenta até um valor limite de  $0,33 \text{ kWh/dia}$  ( $1,19 \times 10^6 \text{ J/dia}$ ) e há um menor custo unitário da energia produzida (US\$/kWh) para uma  $C_g = 2,0$  e  $\psi = 30^\circ$ , considerando uma área

de módulo de 0,42 m<sup>2</sup> [25]. A Tabela 2.1 mostra os valores dos custos relacionados às diferentes concentrações geométricas.

Tabela 2.1. Custo unitário da energia elétrica produzida pelo conjunto fotovoltaico [25].

<b>C<sub>g</sub></b>	<b>Energia Elétrica Produzida (kWh/dia)</b>	<b>Custo do Conjunto Fotovoltaico (US\$/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Custo da Energia Elétrica Produzida (US\$/kWh)</b>
1,0	0,21	534	0,15
1,5	0,27	390	0,12
2,0	0,33	324	0,11
2,5	0,33	288	0,13
3,0	0,33	266	0,14

Foi desenvolvido um modelo experimental do sistema de concentração com cavidade em forma de “V” acoplado a um módulo fotovoltaico convencional possuindo uma área de 0,06 m<sup>2</sup> e com uma potência de 5,11 Wp. A concentração geométrica era de 2,5 e o ângulo da cavidade em “V” de 30°. O sistema possuía seguimento do Sol manual. A Figura 2.19 mostra a curva característica I-V do módulo fotovoltaico sem concentração (curva A) e do módulo fotovoltaico com concentração (curva B). O módulo sem concentração obteve uma potência de 3,58 Wp enquanto o módulo com concentração aumentou a potência para 5,39 Wp. Observou-se também que a temperatura de operação das células solares aumentou 11 °C com o acoplamento óptico comparado com o módulo sem o acoplamento, reduzindo assim a eficiência do sistema [25].

Archimedes, a denominação de um módulo fotovoltaico concentrador desenvolvido na Europa, foi apresentado com dois modelos com diferentes sistemas ópticos, um com estrias em formato “V” e outro em formato parabólico, possuindo uma concentração geométrica de 2 e 10, respectivamente. O sistema de concentração do Archimedes possuía seguimento do Sol e um baixo custo na fabricação do refletor com alta durabilidade em condições externas [26] [27]. A Figura 2.20 ilustra o módulo fotovoltaico concentrador Archimedes com estrias em formato “V” e seu princípio de funcionamento e a Figura 2.21 mostra o detalhe das conexões e das estrias em formato “V” do concentrador.

A Figura 2.22 mostra o detalhe de funcionamento do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes em formato parabólico e a Figura 2.23 ilustra o detalhe das células solares na parte posterior do módulo concentrador.

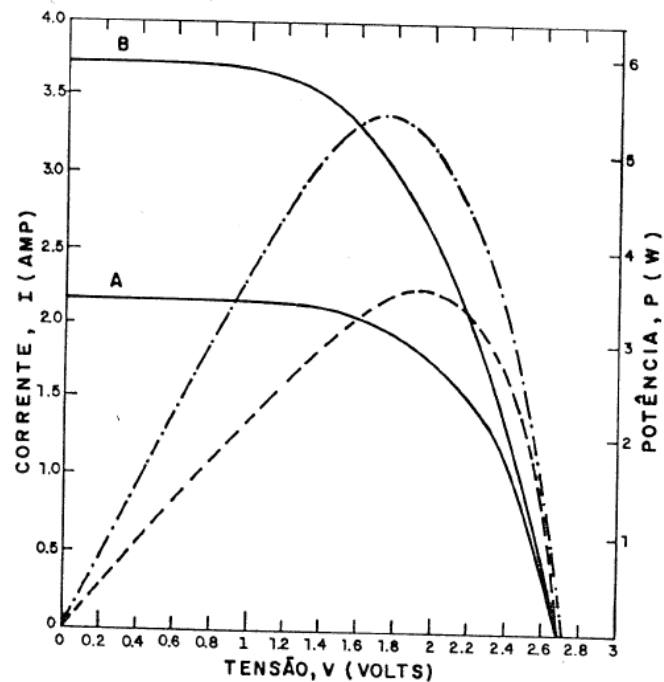


Figura 2.19. Curvas características I-V, para o módulo fotovoltaico sem concentração (curva A) e com concentração (curva B) [25].

As principais vantagens do concentrador Archimedes são:

- possuir baixo custo industrial quando o mesmo for fabricado em larga escala;
- possuir poucos componentes, facilitando o seu transporte;
- possuir um pré-ajuste angular;
- ser de rápida e fácil montagem e instalação;
- 95 % de seus materiais são recicláveis [27].

Devido ao seu formato, com múltiplos arranjos, o concentrador possui alta resistência a rajadas de ventos. Há aletas, na parte posterior de sua estrutura, para dissipação do calor das células solares [26] [27].



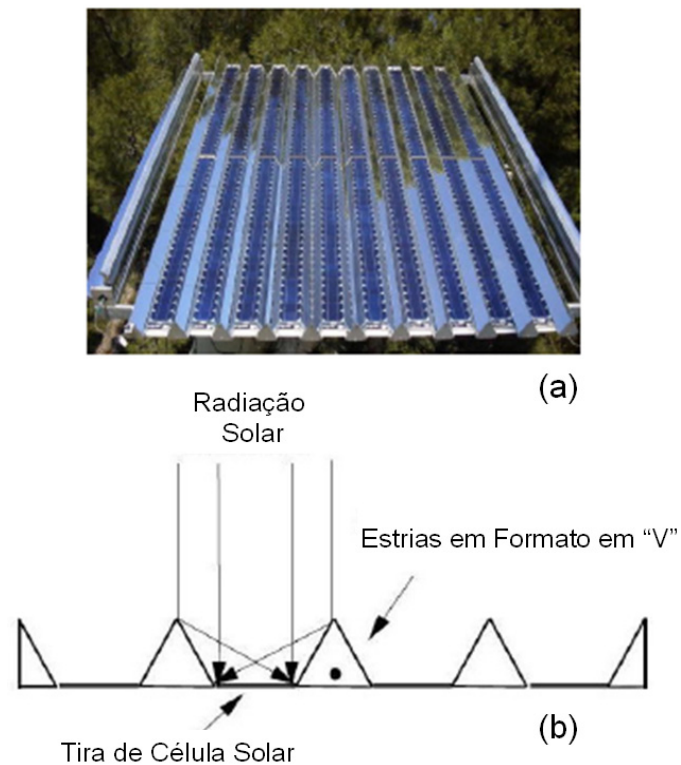


Figura 2.20. (a) módulo fotovoltaico concentrador Archimedes com estrias em formato "V" e (b) esquema do seu princípio de funcionamento [26].



Figura 2.21. Detalhe das conexões e das estrias em formato "V" do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes [26].

Como pode ser analisado na Figura 2.24, onde há um gráfico comparando a temperatura ambiente e a temperatura das células solares do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes em função do tempo, a diferença de temperatura atinge valores de mais de 40 °C [27].

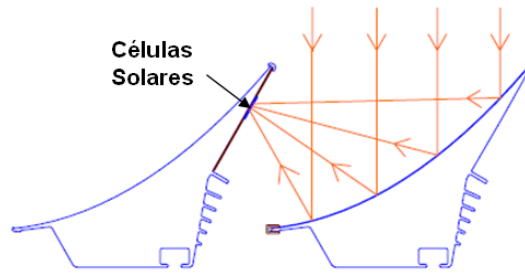


Figura 2.22. Esquema do princípio de funcionamento do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes em formato parabólico [27].

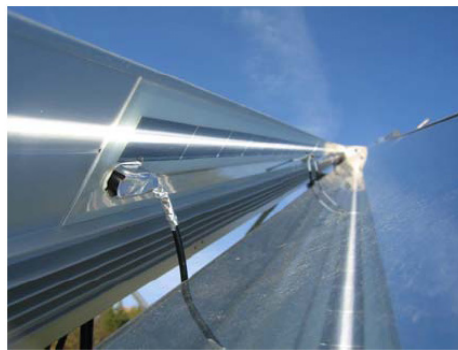


Figura 2.23. Detalhe das células do módulo fotovoltaico concentrador Archimedes em formato parabólico [26].

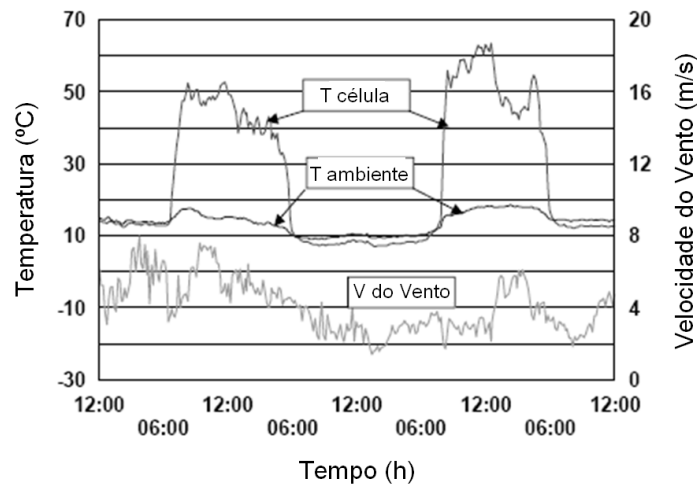


Figura 2.24. Comparação entre a temperatura ambiente e temperatura da célula solar no módulo fotovoltaico concentrador Archimedes e a velocidade do vento em função do tempo [27].

O módulo concentrador estático CPC (concentrador parabólico composto) apresenta alta concentração da radiação solar, quando comparado com outros concentradores estáticos. A seção transversal pode ser composta pela distribuição de ramos de parábolas, circunferências e elipses [28].

Um exemplo de módulo CPC é o PEC-44D, que possui um sistema óptico linear e as células bifaciais estão instaladas no plano da abertura de entrada, como é mostrado nas Figuras 2.25 e 2.26. Sua principal característica é a de concentrar a radiação solar somente na face posterior das células bifaciais de forma variável ao longo do ano [28].

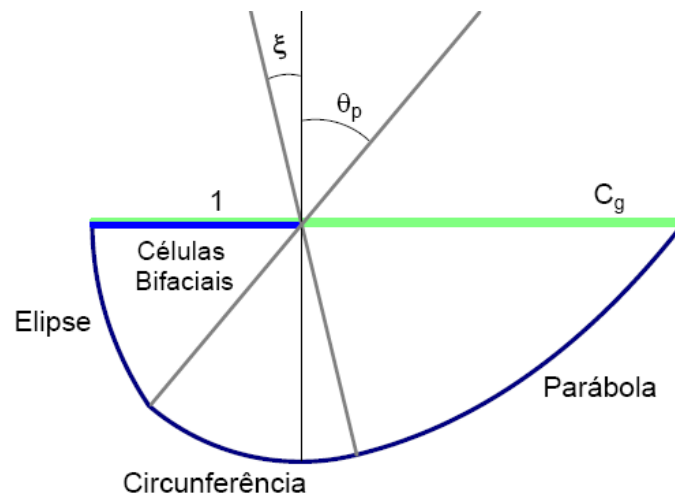


Figura 2.25. Módulo concentrador estático tipo CPC [28].



Figura 2.26. Módulo fotovoltaico concentrador estático PEC-44D [28].

Este módulo, proposto e otimizado para Madri, Espanha, foi redesenhado para diversas regiões do Brasil considerando a radiação solar incidente. Por exemplo, o PEC-44D, otimizado para Porto Alegre, possui concentração geométrica igual a 1,64 [28].

Outro módulo fotovoltaico PEC, com ambos os ângulos de aceitação igual a  $90^\circ$  também foi desenvolvido a fim de reduzir o custo de construção do sistema óptico e para ser instalado em fachadas de edificações. Este concentrador foi chamado de PEC-FAL. A seção transversal do sistema óptico do PEC-FAL foi formada por um semicírculo e seu refletor possuía um filme de prata com uma refletância média de 96 %. As células solares bifaciais foram instaladas na abertura de entrada [29]. A Figura 2.27 mostra um protótipo do módulo fotovoltaico concentrador PEC-FAL.

O módulo fotovoltaico concentrador HELIUS, desenvolvido no NT-Solar, foi projetado para ser integrado em sistemas fotovoltaicos isolados em Porto Alegre – RS. O objetivo do concentrador era ser o mais leve possível para facilitar o seu transporte em regiões de difícil acesso e evitar o aquecimento das células solares. Foi projetado para células bifaciais de 100 mm x 100 mm [30].

Severo [31] desenvolveu três módulos concentradores, denominados de HELIUS 31Y, HELIUS 32XY e HELIUS 33XY. Para os módulos HELIUS 32XY e HELIUS 33XY, foram apresentadas duas propostas relativas à distribuição das tiras de células solares: os módulos indicados com a letra Y são constituídos de três tiras com doze células solares acopladas aos respectivos sistemas ópticos e os módulos identificados com a letra X são constituídos de uma única tira com trinta e seis células solares associadas em série [31]. O módulo HELIUS 31Y, que possui uma concentração geométrica de 3, é mostrado na Figura 2.28 e na Figura 2.29.

O módulo fotovoltaico concentrador estático plano denominado de Pride pode possuir células solares monofaciais ou bifaciais, tendo uma concentração geométrica de 2 e 1,5, respectivamente. O seu protótipo apresentou uma  $C_g$  de 2,45 [32]. A estrutura do concentrador é obtida de material polimérico por meio da técnica de moldagem por injeção. O vidro utilizado é de baixo teor de ferro. A Figura 2.30 mostra o concentrador Pride e o detalhe das células solares e dos refletores [32].

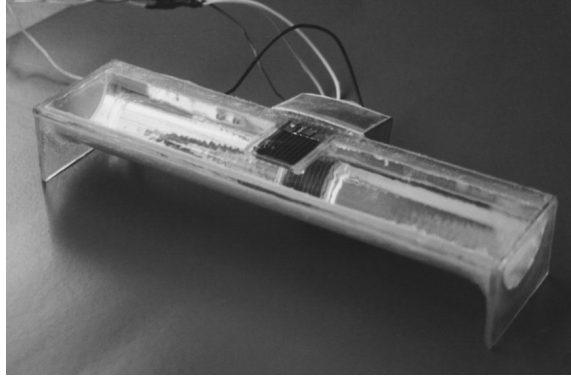


Figura 2.27. Protótipo do módulo fotovoltaico concentrador PEC-FAL [29].

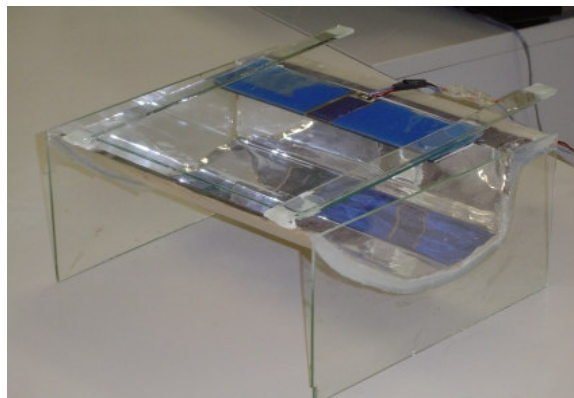


Figura 2.28. Protótipo do módulo concentrador HELIUS 31Y [30].

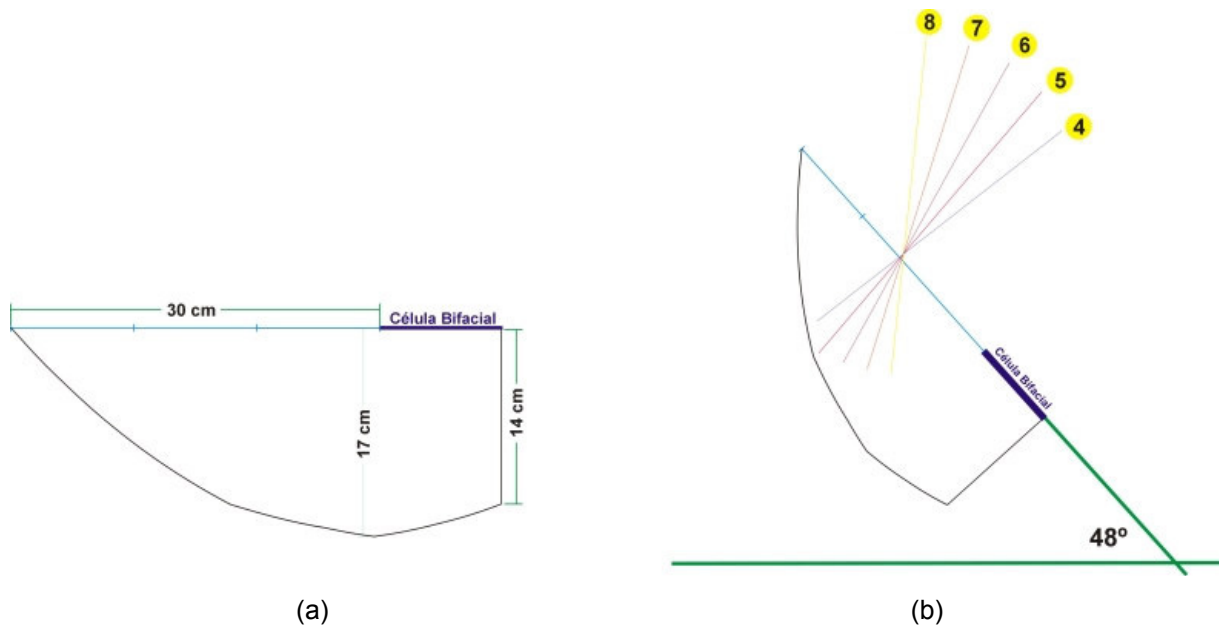


Figura 2.29. (a) seção transversal do módulo concentrador HELIUS 31Y e (b) representação do módulo inclinado com um ângulo de  $48^\circ$  e dos raios incidentes na abertura de entrada [31].

Foram fabricados 600 concentradores Pride. Um sistema com 24 concentradores tem uma potência de 3 kWp. Uma unidade do concentrador apresentou uma potência máxima de 78 W sob uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> [32].

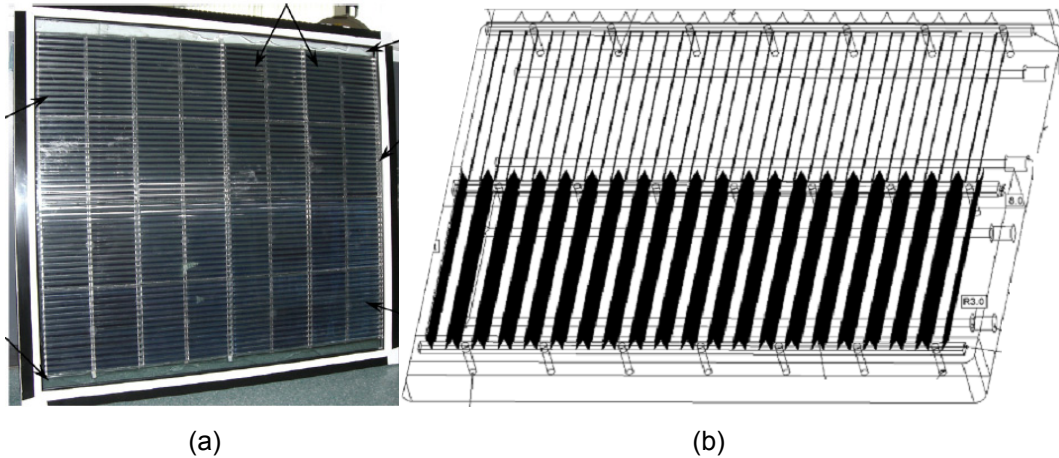


Figura 2.30. (a) módulo fotovoltaico concentrador Pride e (b) detalhe das células solares e dos refletores [32].

A Figura 2.31 apresenta um gráfico da irradiância solar e da potência produzida do módulo fotovoltaico concentrador Pride ao longo de um dia com céu sem nuvens, onde se nota que a potência gerada pelo módulo foi de 70 W com uma irradiância de 950 W/m<sup>2</sup>.

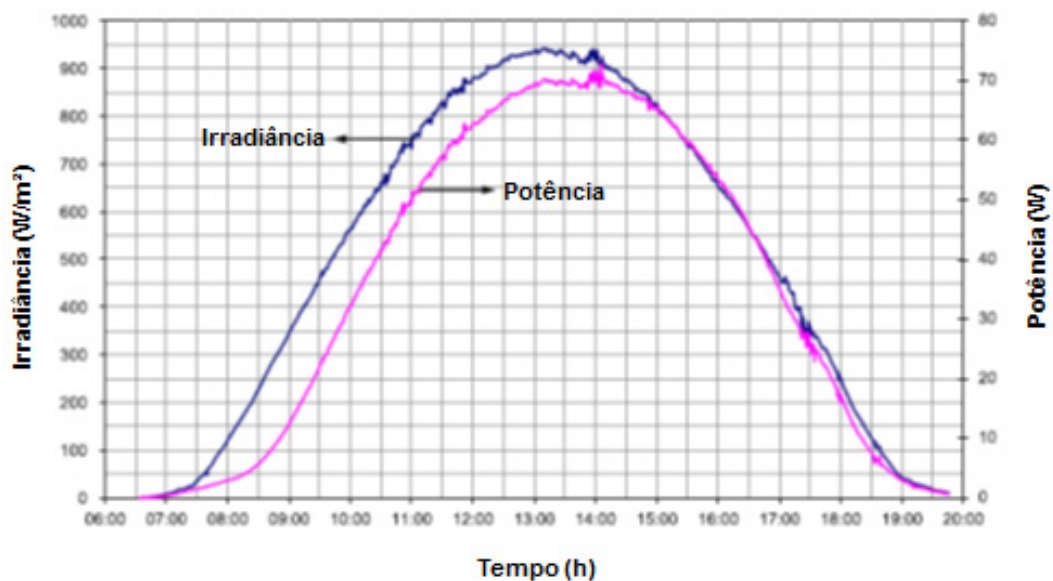


Figura 2.31. Potência produzida pelo módulo Pride e irradiância solar direta em função do tempo num dia com céu sem nuvens [32].

### 2.2.4. Módulo fotovoltaico concentrador estático plano (MEC-P)

O primeiro módulo fotovoltaico concentrador estático plano, denominado de MEC-P foi proposto por Moehlecke e Krenzinger [1]. Este módulo consiste em um sistema óptico com reflexão difusa e células solares bifaciais, conforme mostra a Figura 2.32 [1].

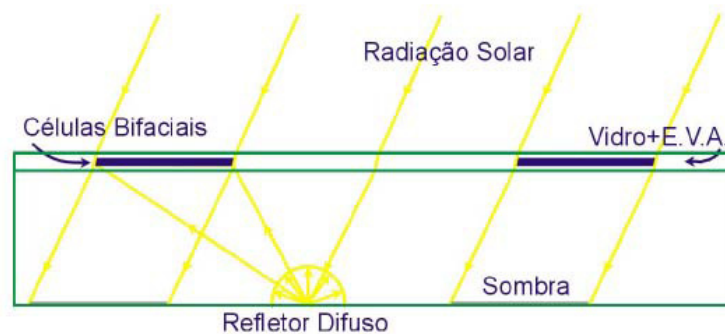


Figura 2.32. Módulo concentrador estático plano [1].

Neste módulo, as células solares eram de formato circular e laminadas mantendo-se um espaço entre elas de tal forma que a radiação solar atingia o plano refletor branco e logo atingia a face posterior das células solares bifaciais, como é apresentado na Figura 2.33 [1].



Figura 2.33. Primeiro protótipo, com células bifaciais circulares, do módulo concentrador estático plano (MEC-P) [1].

As células solares de silício possuem cor azul escura porque os filmes antirreflexo reduzem a reflexão na faixa de comprimento de onda de 500 nm a 1100

nm, mas refletem a faixa azul do espectro solar. No entanto, módulos fotovoltaicos com diferentes cores podem ser atrativos considerando aspectos estéticos em edificações. Células de diferentes cores podem ser produzidas, mas sempre com redução na eficiência de conversão de energia solar em elétrica [7].

Considerando os aspectos de integração, foi proposto e analisado no NT-Solar, o módulo MEC-P com refletores difusos com diferentes cores. A análise realizada foi experimental, a partir da construção de um protótipo do módulo MEC-P, que possibilitou acoplar os diferentes refletores difusos. Na Figura 2.34, ilustra-se o protótipo. Foram analisados refletores nas cores, amarela, laranja, vermelho, verde, azul, marrom, lilás, cinza, azul escuro, verde escuro, cujas refletâncias médias, no intervalo em que a célula solar de silício é sensível, variaram de 0,75 (branco) a 0,32 (verde escuro) [7].

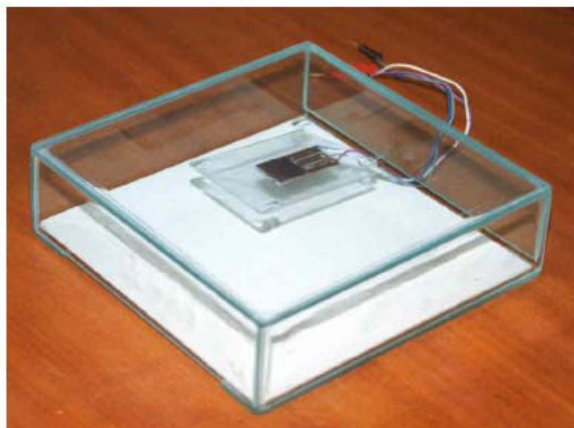


Figura 2.34. Protótipo do MEC-P para análise das cores do refletor difuso [7].

Como esperado, o melhor refletor foi o branco, com uma concentração óptica de 1,56. No entanto, para os refletores com as cores amarela e laranja, o valor da concentração óptica encontrada é próximo daquele do refletor branco. A redução percentual na performance do módulo é de 5 % e 7 %, para os refletores amarelo e laranja, respectivamente. Este resultado indica que o módulo MEC-P com estas cores é viável, pois as perdas na performance do mesmo são pequenas. A pior resposta do módulo concentrador ocorre quando o refletor verde escuro é utilizado, com uma concentração óptica de 1,17 e uma redução percentual na performance de 25 % [7].



Silveira [2] otimizou um módulo MEC-P com tiras de células quadradas, o qual foi denominado de MEC-P modificado. Usando o conceito de fator de visão, calculou a radiação incidente na face posterior das células solares e a concentração óptica.

No trabalho de Silveira [2], a otimização das dimensões do MEC-P, considerando a  $C_{OP}$  e os custos de fabricação, determinou que o melhor MEC-P teria 600 mm x 1200 mm, com a distância entre as tiras de células solares de 100 mm e com 36 células quadradas de 100 mm de aresta. Neste caso, a distância entre as tiras era igual a aresta da célula e a distância entre o plano refletor e o plano de células era de 60 mm.

No trabalho de Febras [3], foram desenvolvidos dois protótipos do MEC-P, um com dimensões de 615 mm x 315 mm x 60 mm e outro com dimensões de 615 mm x 365 mm x 60 mm. Estes protótipos foram instalados em Porto Alegre, com um ângulo de inclinação de  $48^\circ$  em relação ao plano horizontal. A inclinação de  $48^\circ$  é usada porque é a que permite uma produção mensal de energia elétrica mais uniforme ao longo do ano, tendo o melhor comportamento para sistemas fotovoltaicos isolados. As tiras de células solares tiveram orientações norte-sul e leste-oeste. A diferença de dimensão dos protótipos está na distância entre a tira de células solares mais externa e a borda de perfil de alumínio do módulo [2] [33]. A Figura 2.35 apresenta os protótipos A e B do MEC-P, destacando suas dimensões.

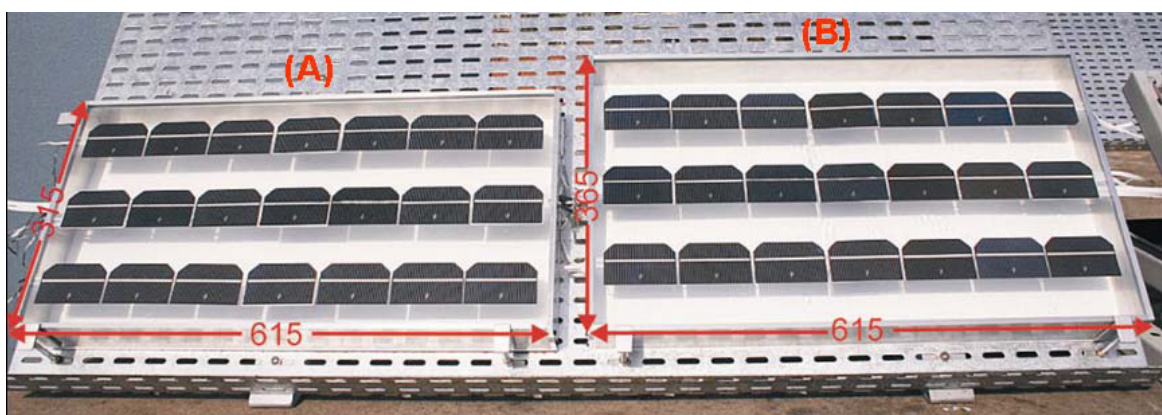


Figura 2.35. Protótipos A e B do MEC-P, destacando suas dimensões, em mm [3].

Ambos os protótipos têm estrutura em alumínio de 7 mm de espessura, com um vidro temperado de 3 mm de espessura, como é mostrado na Figura 2.36. No

vidro, foram encapsuladas três tiras de células solares, com células monofaciais calibradas para medida da irradiância solar incidente, distribuídas conforme a Figura 2.37: cinco localizadas na parte inferior e duas localizadas na parte superior. Foram utilizadas células solares de 80 mm x 50 mm, estrutura  $n^+pn^+$ , fabricadas no Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar) da PUCRS. Deste modo, formaram-se tiras contendo sete células de 80 mm x 50 mm, que seriam similares às tiras com 12 células de 50 mm x 50 mm [3].

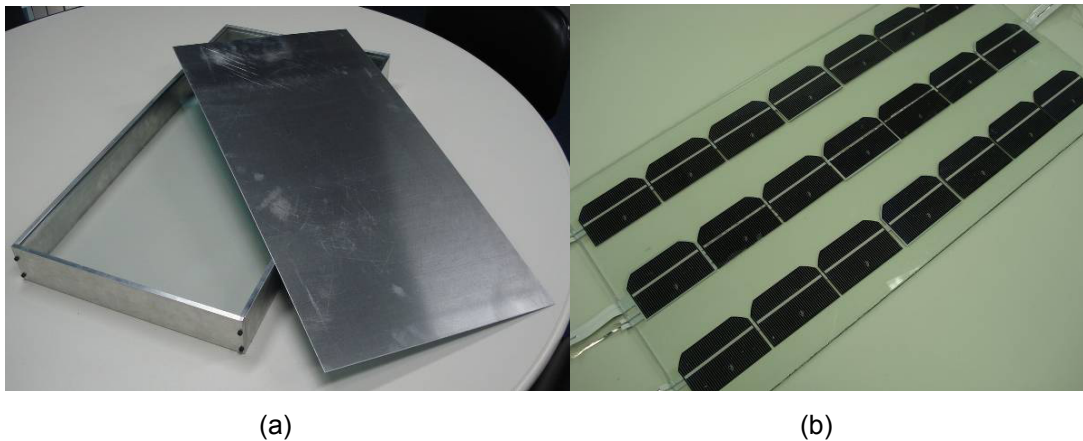


Figura 2.36. (a) estrutura montada do protótipo com o vidro temperado e o refletor de alumínio não pintado e (b) células solares encapsuladas [3].

Entre as sete células solares monofaciais, as seis distribuídas no protótipo foram utilizadas para a medição da irradiância incidente em várias regiões do mesmo por meio da medida de corrente de curto-circuito e uma foi usada para a medição da temperatura de acordo com a tensão de circuito aberto [3].

Várias tintas para superfície metálica foram analisadas pela medida da refletância. A Figura 2.38 apresenta a refletância de amostras de tinta branca *Hammerite*<sup>®</sup>, do fabricante *Tintas Cora*<sup>®</sup>, que apresentou uma refletância média de 90,6 %, na faixa de comprimento de onda entre 400 nm e 1050 nm [3].

Os dois protótipos fabricados foram instalados com as tiras orientadas no sentido leste-oeste e no sentido norte-sul, como é mostrado na Figura 2.39. A célula usada para medir a temperatura (FT) foi encapsulada ao lado da célula central frontal. A queda de tensão em cada resistor e a tensão de circuito aberto da célula

FT foram medidas a cada 5 minutos, das 8 horas da manhã até as 18 horas, no período compreendido entre 22 de julho de 2008 a 12 de agosto de 2008 [3].

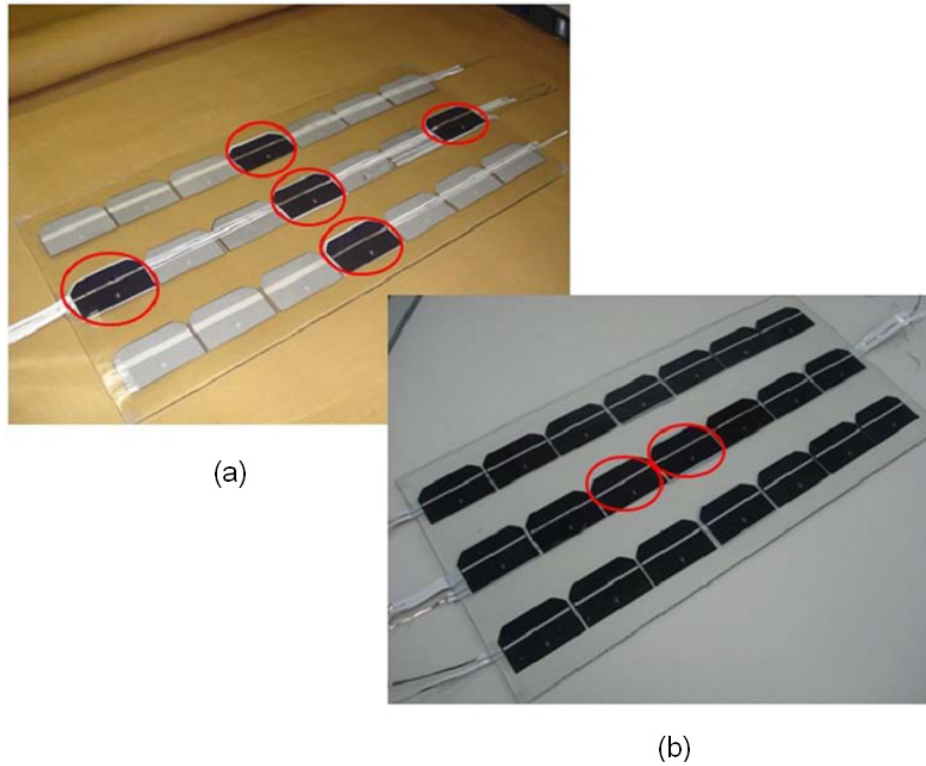


Figura 2.37. Distribuição das células solares soldadas na (a) parte posterior e (b) frontal do protótipo do MEC-P modificado [3].

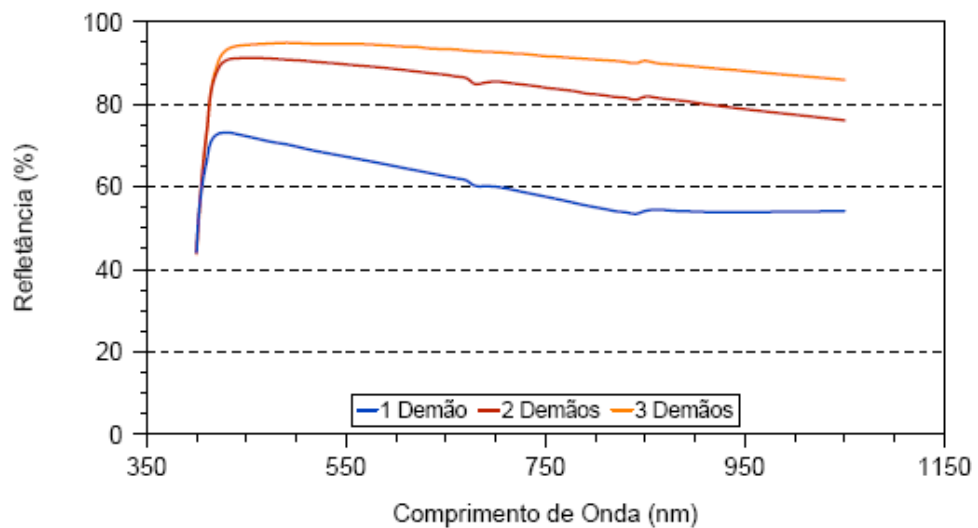


Figura 2.38. Refletância em função do comprimento de onda de amostras de alumínio pintadas com a tinta branca *Hammerite*® [3].

Para os dois protótipos com orientação leste-oeste e também para o protótipo A, com orientação norte-sul, observou-se um forte efeito das paredes do módulo, que durante parte da manhã e tarde projetou sombra sobre o refletor [33].

O protótipo do MEC-P que apresentou o melhor resultado foi com as dimensões maiores e com as tiras orientadas no eixo norte-sul. A  $C_{OP}$  medida foi em torno de 1,20, para os dias de verão e 1,32, para os dias de inverno [33].



Figura 2.39. Esquema da colocação dos protótipos no Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar [3].

Nos protótipos desenvolvidos do MEC-P, em dias ensolarados, a temperatura das células solares ficou entre 15 °C e 26 °C acima da temperatura ambiente. Estes valores são similares aos encontrados nas células solares em módulos convencionais [33].

### 2.3. Análise e Comparação de Módulos Fotovoltaicos

No terraço do *Fraunhofer ISE (Institute for Solar Energy Systems)*, 20 módulos concentradores FLATCON foram colocados simultaneamente em um sistema de seguimento de dois eixos e conectados em um sistema de aquisição de dados. Dois módulos convencionais foram conectados também ao sistema de aquisição de dados. Um módulo foi montado sobre o sistema de seguimento do Sol com um eixo, possuindo uma eficiência de 11 % e o outro num sistema fixo,

orientado para o sul e com 30° de inclinação em relação à horizontal (melhor orientação em *Freiburg*), com uma eficiência de 11,5 % [34].

O FLATCON não pode ser medido nas condições padrões (STC) devido a seu baixo ângulo de aceitação, que é de 0,5°. Em condições externas, os módulos concentradores, apresentaram uma eficiência entre 17 % e 18 %. Estes valores estão abaixo da melhor eficiência obtida com este concentrador, que foi de 22,7 %, porque foram instaladas lentes Fresnel de baixa qualidade [34].

Siefer e Bett [34] definem a densidade de potência como a razão entre a potência gerada pelo módulo, em W e a área do módulo, em m<sup>2</sup>. Sendo a área do módulo concentrador de 0,34 m<sup>2</sup> e a área do módulo convencional de 0,10 m<sup>2</sup>. O FLATCON, em condições externas, apresentou uma densidade de potência de 1,5x maior, comparada com o módulo de silício convencional [34].

Como pode ser analisado na Figura 2.40, o módulo fotovoltaico concentrador FLATCON apresentou, para mais de um mês de medições, uma energia produzida maior que um módulo fotovoltaico convencional [34].

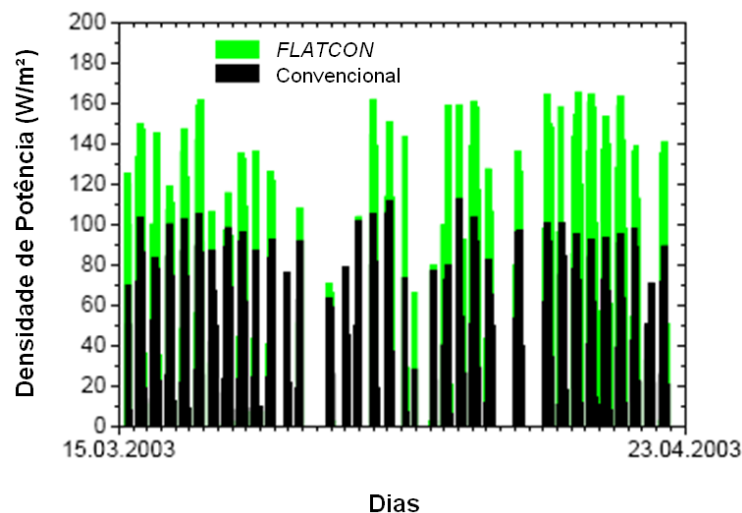


Figura 2.40. Comparação da densidade de potência em função do tempo para um módulo fotovoltaico concentrador FLATCON e um módulo fotovoltaico convencional [31].

A Figura 2.41, apresenta os gráficos de irradiância solar e de energia produzida em função do tempo, durante um dia com céu sem nuvens para o

FLATCON e um módulo convencional. Como pode ser observado, o módulo concentrador apresentou uma maior densidade de potência, com uma diferença em torno de  $70 \text{ W/m}^2$ , em relação ao módulo convencional [34].

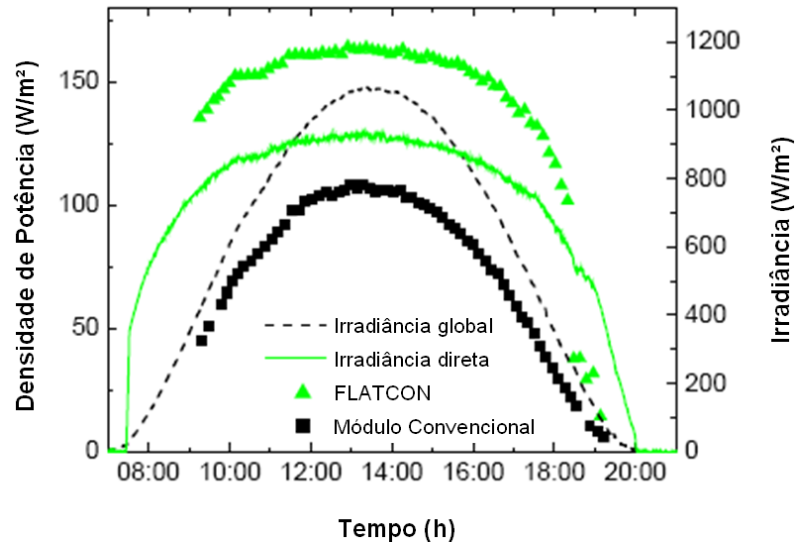


Figura 2.41. Densidade de potência do módulo fotovoltaico concentrador FLATCON e de um módulo fotovoltaico convencional e irradiância solar incidente, durante um dia com céu sem nuvens [34].

Num dia com céu sem nuvens, o módulo concentrador apresentou uma energia produzida de  $14,06 \text{ kWh/m}^2$  ( $5,06 \times 10^7 \text{ J/m}^2$ ), enquanto o módulo convencional fixo apresentou uma energia produzida de  $0,71 \text{ kWh/m}^2$  ( $2,56 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ) e o módulo convencional instalado sobre o sistema de seguimento do Sol produziu  $0,96 \text{ kWh/m}^2$  ( $2,48 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ). Com poucas nuvens na parte da manhã, o FLATCON produziu  $0,81 \text{ kWh/m}^2$  ( $2,92 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ), o convencional fixo  $0,54 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,94 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ) e o convencional com seguimento  $0,73 \text{ kWh/m}^2$  ( $2,63 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ). Com nuvens na parte da tarde, o concentrador produziu  $0,47 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,69 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ), o convencional fixo  $0,46 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,66 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ) e o convencional com seguimento  $0,54 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,94 \times 10^6 \text{ J/m}^2$ ). Num dia nublado, o concentrador não produziu energia, o convencional fixo produziu  $54,80 \text{ Wh/m}^2$  e o convencional com seguimento  $49,30 \text{ Wh/m}^2$ . No período de junho a dezembro, a energia produzida pelo FLATCON foi de  $54,20 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,95 \times 10^8 \text{ J/m}^2$ ), enquanto o convencional fixo produziu  $51,40 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,85 \times 10^8 \text{ J/m}^2$ ) e o convencional com seguimento  $58,70 \text{ kWh/m}^2$  ( $2,11 \times 10^8 \text{ J/m}^2$ ) [34].

No caso do módulo fotovoltaico concentrador Pride, o concentrador foi comparado com um módulo fotovoltaico Pride sem o acoplamento óptico, ou seja, sem o sistema de concentração. Enquanto um módulo fotovoltaico Pride sem concentração produz uma potência de 35 W, um módulo fotovoltaico concentrador Pride, produz 70 W [32].

A Figura 2.42 mostra a comparação da máxima potência produzida em função da irradiância solar do módulo fotovoltaico concentrador Pride e um módulo fotovoltaico Pride sem os refletores [32].

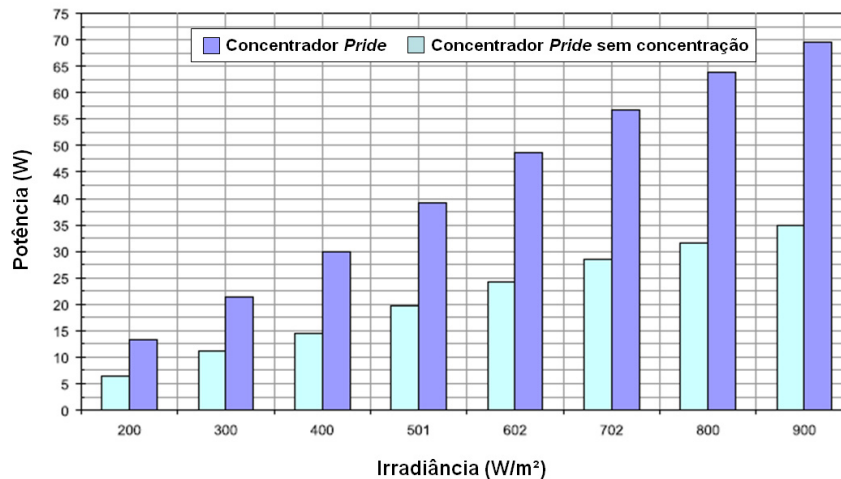


Figura 2.42. Comparação da potência máxima produzida em função da irradiância solar incidente no módulo fotovoltaico concentrador *Pride* e de um módulo fotovoltaico *Pride* sem o acoplamento óptico [32].

O protótipo do módulo fotovoltaico concentrador *Rondine* teve sua potência normalizada em 55 W a uma irradiância de 0,93 kW/m<sup>2</sup> para ser comparado com um módulo fotovoltaico convencional com 55 W de potência de pico e ambos foram instalados numa estrutura, conforme mostra a Figura 2.43, no período de dezembro de 2007 a maio de 2008, em Ferrara, Itália. O objetivo foi verificar a performance dos dois módulos em condições externas [19].

A Figura 2.44 ilustra a razão da energia produzida pela potência instalada de um protótipo do concentrador *Rondine* (colunas vermelhas) e de um módulo convencional (colunas pretas) em função dos meses monitorados e da razão da irradiância direta com a irradiância total incidentes no plano do sistema fotovoltaico.

Como se pode observar, o concentrador Rondine apresentou uma produção de energia elétrica inferior a dos módulos convencionais de silício. Contudo, os autores colocam que há possibilidade de melhoria dos protótipos e os custos dos concentradores seriam competitivos [19] [20].

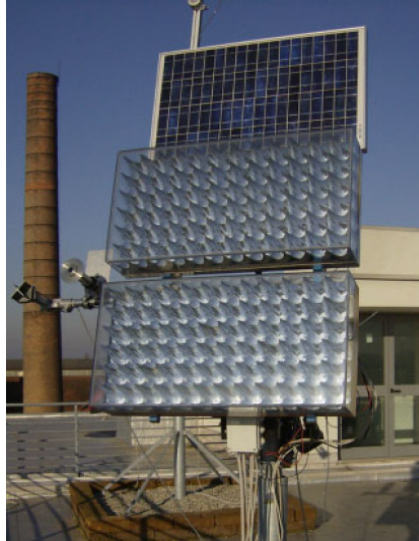


Figura 2.43. Protótipo do módulo fotovoltaico concentrador Rondine e do módulo fotovoltaico convencional, instalados no sistema de seguimento do Sol [19].

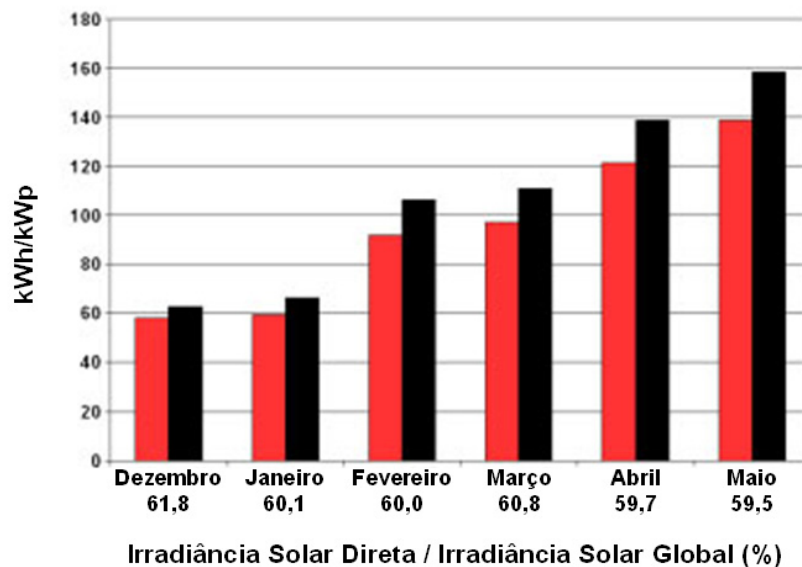


Figura 2.44. Razão da energia produzida pela potência instalada em função dos meses monitorados pelo protótipo do concentrador Rondine (colunas vermelhas) e pelo módulo convencional (colunas pretas) e da razão entre a irradiância direta e a irradiância total para cada mês [19].



Na instalação, próximo a Ferrara, foram monitorados arranjos de módulos fotovoltaicos concentradores Rondine, com uma potência de 3,9 kWp e comparados os resultados com os obtidos da simulação de um arranjo com módulos convencionais de mesma potência, ambos arranjos com sistema de seguimento do Sol de dois eixos. A Figura 2.45 mostra a comparação da energia produzida dos módulos concentradores e convencionais em função dos meses monitorados da razão da irradiância direta com a irradiância total incidentes no plano do sistema fotovoltaico. Além disto, foram colocados os valores de desempenho do sistema (*performance ratio*). Da mesma forma que o observado nos resultados de protótipos de baixa potência, a produção de energia elétrica dos concentradores Rondine foi menor que o de sistemas com módulos convencionais [20].

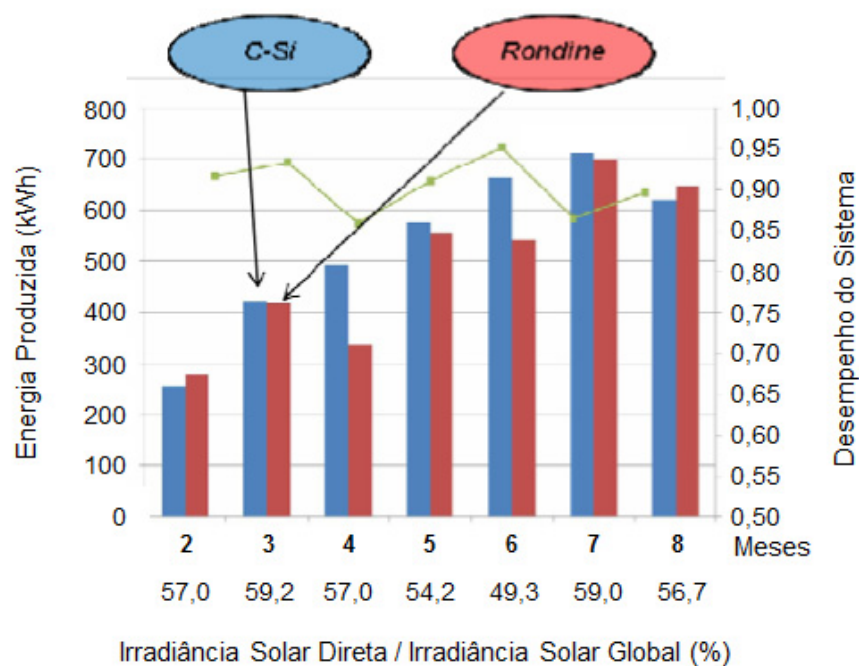


Figura 2.45. Energia produzida pelo sistema fotovoltaico concentrador Rondine e a energia produzida (estimada) para módulos convencionais com sistema de seguimento de dois eixos em função dos meses monitorados e da razão entre a irradiância direta e a irradiância total para cada mês e o desempenho do sistema (linha verde) [20].

A Tabela 2.2 compara a potência e energia produzidas pelo módulo fotovoltaico concentrador CPV 120 e por um módulo fotovoltaico convencional fixo no período de outubro de 2008 a junho de 2009. Neste período, pode-se observar

que houve um aumento de 10 % na razão entre a energia e a potência produzidas pelo módulo concentrador comparando com o módulo convencional [16].

Os módulos fotovoltaicos concentradores da Soliant foram comparados com módulos fotovoltaicos convencionais de silício cristalino e de silício amorfo. Ao comparar a razão da energia produzida pela área de módulos fotovoltaicos ( $\text{kWh/m}^2$ ), foi observado que os módulos Soliant possuem este parâmetro de 26-28 % maior em relação aos módulos convencionais de silício cristalino e em torno de 108-112 % maior quando comparando com os módulos convencionais de silício amorfo [17]. Assim, para uma mesma potência instalada seria necessário um menor número de módulos Soliant que de módulos convencionais, resultando um menor tempo de instalação e custos com os componentes genericamente conhecidos como BOS (*balance of system*) [17]. Salienta-se que os módulos fotovoltaicos tinham menor eficiência que os atualmente comercializados. O BOS é tipicamente composto por baterias, controlador de carga e inversor, estrutura mecânica, cabos elétricos e dispositivo de proteção [33].

Tabela 2.2. Comparação da energia e da potência produzidas pelo módulo fotovoltaico concentrador com concentração de 120 e por um módulo fotovoltaico convencional no período de outubro de 2008 a junho de 2009 [16].

	Módulo Convencional Fixo	Módulo Concentrador CPV 120
PERÍODO	Out 2008 - Jun 2009	
Potência (Wp)	1600	1320
Energia (kWh)	1795 ( $6,46 \times 10^9$ J)	1642 ( $5,91 \times 10^9$ J)
kWh/kWp	1122	1244

A Figura 2.46 apresenta um gráfico da irradiância e da densidade de potência produzida com dois módulos fotovoltaicos concentradores da Soliant e dois módulos fotovoltaicos convencionais (um de silício cristalino e outro de silício amorfo), para um dia com céu sem nuvens. Como pode ser visto os módulos concentradores Soliant apresentaram uma maior produção de energia no início da manhã e no final da tarde em comparação com o módulo convencional com células solares de silício de alta eficiência [17].

A produção de energia elétrica com o PEC-44D é aproximadamente uniforme ao longo do ano em comparação a produzida por um módulo convencional e se ajusta melhor à uma demanda energética diária constante, típica de sistemas isolados. O módulo concentrador possui uma área de células solares reduzida, mas é necessário um aumento em sua área total para manter a mesma potência nominal de um módulo convencional [28].

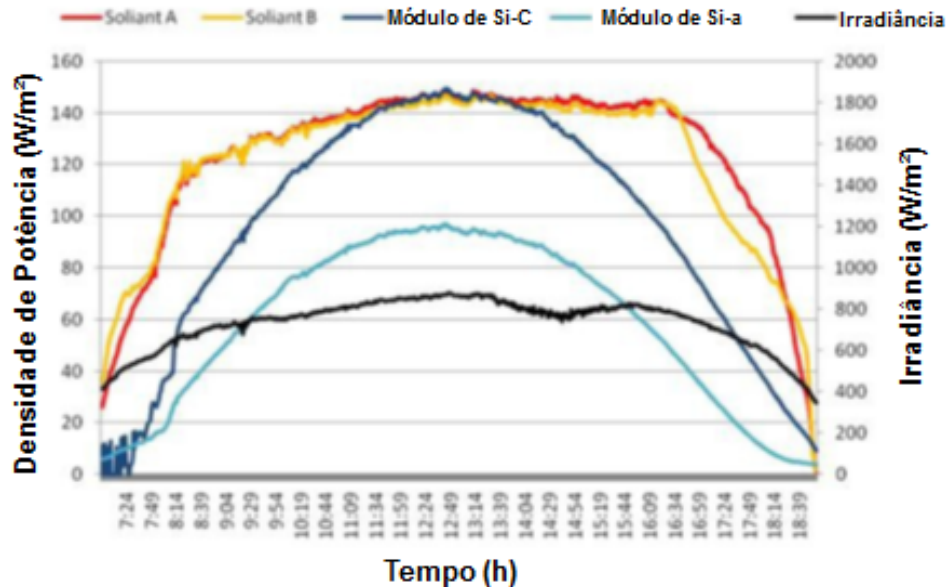


Figura 2.46. Comparação direta da densidade de potência entre os módulos fotovoltaicos concentradores e convencionais num dia com céu sem nuvens em Monrovia, CA [17].

A comparação dos resultados obtidos por simulação do protótipo do módulo fotovoltaico concentrador PEC-FAL com um módulo fotovoltaico convencional é mostrado na Figura 2.47. Nota-se que a irradiação diária produzida pelo módulo PEC-FAL comparada com um módulo convencional é menor, mas segundo os autores, há uma redução de custos do módulo concentrador de até 36 %, dependendo do local a ser instalado [36].

O módulo fotovoltaico concentrador estático HELIUS 31Y, quando comparado com um módulo convencional, pode produzir um aumento de 74 % na produção de energia elétrica. Para o módulo HELIUS 32XY, a energia produzida média anual pode ser até 78 % superior e para o módulo HELIUS 33XY foi determinado um aumento da energia elétrica média anual de 106 % em relação àquela produzida por um módulo convencional [30].

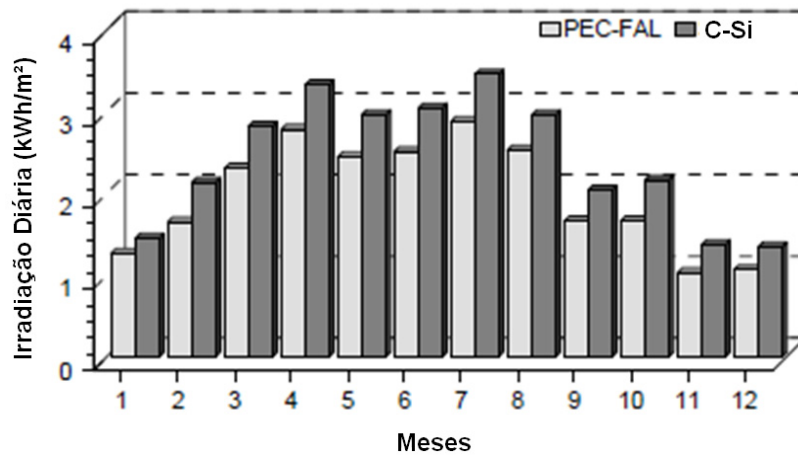


Figura 2.47. Resultados simulados da irradiação diária média mensal incidente nas células solares do módulo fotovoltaico concentrador PEC-FAL e em um módulo fotovoltaico convencional [36].

A Figura 2.48 mostra os resultados obtidos por simulação da comparação da irradiância diária mensal incidente nas células solares do módulo fotovoltaico concentrador HELIUS 31Y e de um módulo fotovoltaico convencional [31].

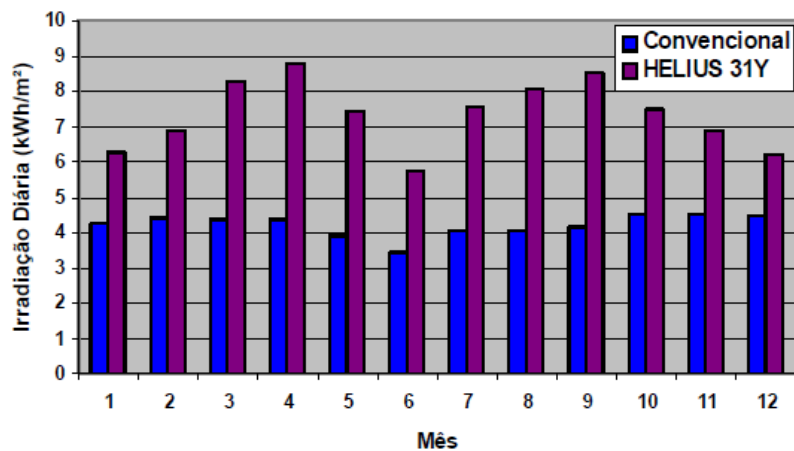


Figura 2.48. Resultados simulados da irradiação diária média mensal incidente nas células solares do módulo fotovoltaico concentrador HELIUS 31Y e em um módulo fotovoltaico convencional [31].

## 2.4. Sistemas Fotovoltaicos Isolados

### 2.4.1. Descrição

Nos sistemas fotovoltaicos isolados, a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos é armazenada em bancos de baterias e posteriormente distribuída aos

pontos de consumo. Este sistema é constituído de módulos fotovoltaicos, banco de baterias, inversores, controlador de carga e diversas cargas, conforme é mostrado na Figura 2.49.

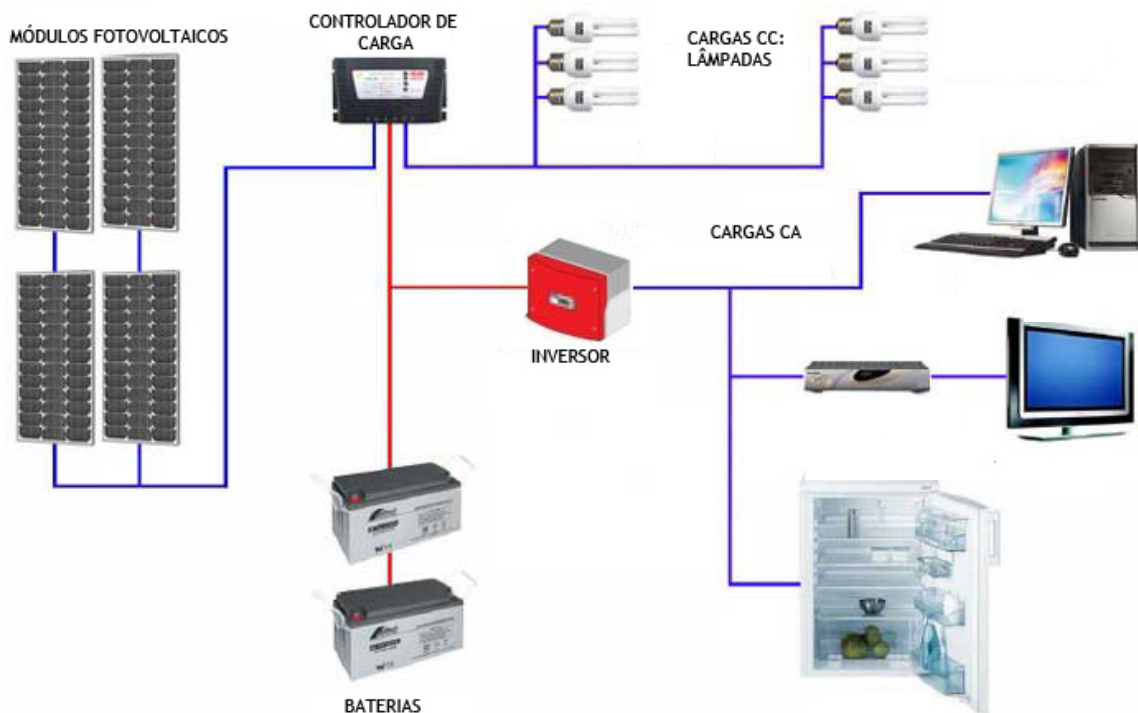


Figura 2.49. Esquema dos componentes de um sistema fotovoltaico isolado.

Para implementar um sistema fotovoltaico isolado é necessário dimensioná-lo corretamente, isto é, a quantidade de módulos e baterias deve enquadrar-se da melhor forma possível à demanda energética e à radiação solar do local. Da mesma forma, a análise experimental do sistema fotovoltaico e dos equipamentos que o constituem faz-se necessária para determinar o desempenho do sistema. Este tipo de análise possibilita uma redução no custo do sistema, pois um sistema bem dimensionado e com equipamentos de qualidade, e de preferência de baixo custo, permite um desempenho otimizado do mesmo [37].

#### 2.4.2. Métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado consiste em encontrar a melhor solução entre custo e confiabilidade do sistema. A Tabela 2.3 apresenta os valores de probabilidade da perda de carga do sistema (LLP) relacionado à sua

aplicação. A LLP é definida como a relação entre a falta de energia e a energia consumida, considerados ambas na carga e durante todo o tempo de funcionamento do sistema [8].

$$LLP = \frac{\int_t \text{falta de energia}}{\int_t \text{energia consumida}} \quad (2.3)$$

Define-se a capacidade normalizada do arranjo fotovoltaico  $C_A$  como a razão entre os valores médios diários da energia fornecida por estes, se estivessem na horizontal, e a demanda energética. De maneira análoga, a capacidade normalizada das baterias  $C_S$  é definida como a razão entre a máxima energia que se pode extrair das baterias e a demanda energética diária média [8].

$$C_A = \frac{\eta_M A_M G_{dm}}{L} \quad \text{e} \quad C_S = \frac{C_U}{L} \quad (2.4)$$

onde  $A_M$  e  $\eta_M$  são, respectivamente, a área e a eficiência de conversão do módulo fotovoltaico,  $G_{dm}$  é o valor médio da irradiação diária na horizontal do módulo,  $L$  é o valor médio da energia diária consumida pela carga e  $C_U$  é a máxima energia que pode ser extraída do banco de baterias.

A eficiência de conversão do módulo fotovoltaico é definida como a razão entre a potência do módulo e a irradiância padrão incidente multiplicada pela área do módulo.

A capacidade do banco de baterias representa quantos dias o banco pode suprir o consumo de energia elétrica. Se o  $C_S$  for igual a 5, o banco de baterias tem energia armazenada por 5 dias nublados [8].

Tabela 2.3. Valores de LLP de uso mais frequentes [8].

<b>Aplicação</b>	<b>LLP</b>
Iluminação	$10^{-2}$
Eletrodomésticos	$10^{-1}$
Telecomunicação	$10^{-4}$

Lorenzo et al. [8] dividiram em três grupos os métodos para estimar a relação entre os valores de  $C_A$ ,  $C_S$  e LLP:

#### 2.4.2.1. Métodos intuitivos

O método fotovoltaico se dimensiona assegurando que o valor médio da energia produzida durante o pior mês excede a consumida pela carga em um fator de segurança que o projetista estabelece por sua experiência. Um mesmo procedimento é realizado para o dimensionamento do banco de baterias [8].

$$C_A = F_{S1} \qquad C_S = F_{S2} \qquad (2.5)$$

onde  $F_{S1}$  e  $F_{S2}$  são valores arbitrários.

A Tabela 2.4 apresenta os valores de  $F_{S1}$  e  $F_{S2}$  de utilização mais frequente entre os sistemas fotovoltaicos espanhóis [8].

Tabela 2.4. Valores dos coeficientes  $F_{S1}$  e  $F_{S2}$  [8].

Local	APLICAÇÃO ( $F_{S1}$ / $F_{S2}$ )	
	Doméstica	Telecomunicação
Norte da Espanha	1,2 / 5	1,3 / 8
Sul da Espanha	1,1 / 4	1,2 / 6

Este modelo, por suposição, é muito simples pode ser usado para ter uma ideia inicial do dimensionamento do sistema fotovoltaico [8].

O modelo proposto por Blasques e Pinho [38], engloba etapas de dimensionamento referentes aos três subsistemas comumente presentes em sistemas fotovoltaicos: produção de energia (módulos fotovoltaicos); armazenamento (banco de baterias) e condicionamento de potência (controladores de carga e inversores) [38].

Inicialmente, é de grande importância que as informações referentes à carga a ser atendida sejam as mais completas possíveis, para que o consumo verificado

possa ser adequado aos sistemas de produção e armazenamento propostos. De posse de informações dos  $n$  tipos de cargas a serem atendidas, tais como o número de cargas ( $q$ ), a potência nominal ( $P$ ), em watts, e os ciclos de serviço diário (CSD) e semanal (CSS) dos equipamentos utilizados, pode-se calcular o consumo de energia ( $C$ ), em watts-hora, conforme a equação mostrada abaixo:

$$C = \sum_1^n q_n \cdot P \cdot \text{CSD} \cdot \frac{\text{CSS}}{7} \quad (2.6)$$

Para calcular a potência do sistema, em watts, necessária ao arranjo de módulos fotovoltaicos, tem-se:

$$P = 1,25 \cdot \frac{C}{\text{HSP}} \quad (2.7)$$

onde, HSP é o número de horas de Sol considerado para o pior mês.

A capacidade do banco de baterias (CB) é calculada em função do consumo ( $C$ ), do número de dias de autonomia ( $N$ ) requerido para o sistema e da profundidade máxima de descarga ( $Pd_{\text{máx}}$ ) considerada para a bateria a ser utilizada, como mostra a equação:

$$CB = \frac{C \cdot N}{Pd_{\text{máx}}} \quad (2.8)$$

#### 2.4.2.2. Métodos numéricos

A relação dos valores de  $C_A$ ,  $C_S$  e LLP se estabelecem mediante uma simulação muito detalhada do comportamento do sistema. Para explicar este modelo numérico, considera-se um sistema como o representado na Figura 2.50 e supõe-se que todo o consumo de energia ocorre durante a noite e que a sua capacidade útil coincide com a nominal [8].



O estado da carga do banco de baterias, quando inicia a noite do dia “j” é dado como:

$$\text{SOC}_j = \min \left( \text{SOC}_{j-1} + \frac{\eta_G A_G G_{dj}}{C_B}; 1 \right) \quad \text{ou}$$

$$\text{SOC}_j = \min \left( \text{SOC}_{j-1} + \frac{C_A G_{dj}}{C_S G_{dm}(0)}; 1 \right) \quad (2.9)$$

onde  $G_{dj}$  é a irradiação diária sobre o plano do módulo fotovoltaico no dia “j”.

Supõe-se que a operação do gerador auxiliar se controla de tal forma que recarrega completamente o banco de baterias, quando a energia armazenada nele no começo da noite do dia “j” é insuficiente para alimentar completamente a carga, durante a noite [8]. Assim:

$$\text{SOC}_j \geq \frac{1}{C_S} \quad \rightarrow \quad E_{\text{AUX}j} = 0$$

$$\text{SOC}_j \leq \frac{1}{C_S} \quad \rightarrow \quad E_{\text{AUX}j} = (1 - \text{SOC}_j) L \cdot C_S \quad \text{e}$$

$$\text{SOC}_j = 1 \quad (2.10)$$

onde  $E_{\text{AUX}j}$  é a energia fornecida no dia “j” pelo gerador auxiliar.

Se esta simulação é feita para um número de dias N para ter significado estatístico, o valor da LLP correspondente ao sistema fotovoltaico isolado é dado por:

$$\text{LLP} = \frac{\sum_{j=1}^{j=N} E_{\text{AUX}j}}{N \cdot L} \quad (2.11)$$

Os métodos numéricos possuem a vantagem dos resultados em terem uma maior exatidão e de possibilitar melhorias, incorporando modelos mais completos para os diferentes elementos do sistema. Desta maneira, permitem analisar outros aspectos extras, como por exemplo, utilizar um sistema para o módulo fotovoltaico seguir o Sol [8].

Os inconvenientes destes métodos estão no longo tempo de cálculo e na necessidade de dispor de largas sequências de dados de irradiância [8].

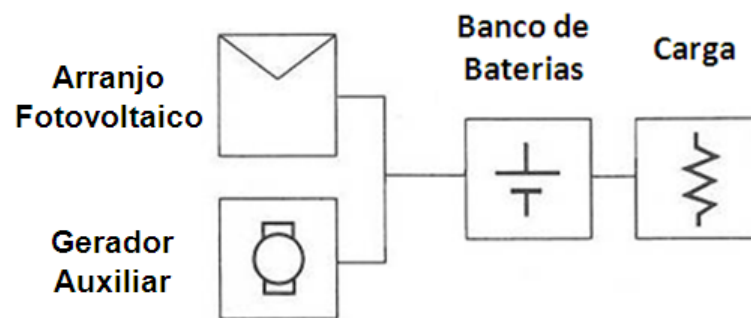


Figura 2.50. Esquema dos componentes do sistema fotovoltaico isolado simulado [8].

#### 2.4.2.3. Métodos analíticos

A forma das curvas de isoprobabilidade sugere a possibilidade de descrevê-las de forma analítica, evitando a necessidade de usar um computador para realizar o dimensionamento [8].

Em 1984, Barra et al. [39] propuseram um método ( $Y$ ) analítico que considera a fração de energia produzida pelo sistema fotovoltaico da Figura 2.48, ou seja:

$$Y = 1 - \frac{E_{AUX}}{L} \quad (2.12)$$

O valor médio mensal ( $Y_m$ ) se relaciona com o tamanho do sistema por meio da expressão:

$$(C_{AM} - Y_m)(1 - Y_m) = Y_m \quad (2.13)$$

onde  $\gamma_m$  é um parâmetro livre e  $C_{AM}$  é a energia armazenada no banco de baterias. Esta equação representa uma hipérbole cujas assíntotas são as linhas retas dadas por:

$$Y_m = C_{AM} \quad \text{e} \quad Y_m = 1 \quad (2.14)$$

A primeira linha indica que se o arranjo fotovoltaico é muito pequeno, toda a energia que ele gerar é transferida para a carga. A segunda linha indica que se o arranjo fotovoltaico for grande, satisfaz totalmente a demanda de energia elétrica da carga [39].

Analisando dados de valores de  $\gamma_m$ , obtidos por meio de simulações com dados históricos de várias cidades italianas, os autores do modelo propuseram para este parâmetro a seguinte expressão universal:

$$Y_m = 2,41 \times 10^{-2} (C_S \cdot K_{Tm} \cdot \Delta_m) - 2,29 \quad (2.15)$$

onde  $\Delta_m$  é o valor médio mensal do número de horas de Sol, normalizado em 24 horas ( $\Delta_m = S_o/24$ ), então:

$$LLP = \frac{1}{12} \sum (1 - Y_m) \quad (2.16)$$

Posteriormente, Bartoli et al. [40] propuseram uma expressão diferente para relacionar  $\gamma_m$  e  $C_S$ , também desenvolvida com resultados de dados históricos.

O modelo de Barra [39] conduz a um sobredimensionamento dos painéis fotovoltaicos. O modelo de Bartoli [40] é pouco sensível em relação a capacidade do banco de baterias, ou seja, variando o  $C_S$  e mantendo constante a LLP, não varia o  $C_A$ .

Lorenzo et al. [8] propuseram um método através de dados históricos de regiões da Espanha. O método usa simulações numéricas e com os resultados

permitem a obtenção de uma solução gráfica para a relação  $C_A$  e  $C_S$ . Foi realizado um amplo programa de simulações elaborando mapas confiáveis de 42 localidades. Cada um dos mapas possui 11 curvas de isoprobabilidade correspondentes a vários valores de LLP. A análise das 462 curvas de isoprobabilidade levou a conclusão que todas respondem a expressão:

$$C_A = f.C_S^{-u} \quad (2.17)$$

onde  $f$  e  $u$  são parâmetros que dependem do valor de LLP e da localidade.

Para um valor dado de LLP,  $f$  representa o valor de  $C_A$  que corresponde a  $C_S = 1$ . O parâmetro  $u$  leva em conta o número de dias em que a irradiância solar se mantém parecida. Maior número de dias, menor o valor de  $u$  e vice-versa [8].

Concluíram que, para cada localidade, os valores de  $f$  e  $u$  são relacionados com a LLP através das expressões:

$$f = f_1 + f_2 \log(\text{LLP}) \quad \text{e} \quad u = \exp(u_1 + u_2 \cdot \text{LLP}) \quad (2.18)$$

Zanesco et al. [41] desenvolveram um método analítico para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados que consiste em encontrar o melhor ângulo de inclinação e as curvas de isoprobabilidade, isto é, os pares  $C_A$ - $C_S$ , a partir de um conjunto de equações.

O método analítico proposto permite obter as curvas de isoprobabilidade para  $\text{LLP} = 10^{-1}$  e  $\text{LLP} = 10^{-2}$  para um sistema fotovoltaico isolado no Brasil. Para desenvolver o método, uma carga constante durante o ano foi utilizada [41].

As curvas de isoprobabilidade foram desenvolvidas através da expressão:

$$\ln(C_A + 1) = a[\ln(C_S)]^{-b} \quad (2.19)$$

Os parâmetros  $a$  e  $b$  são calculados por um conjunto de equações, apresentados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5. Equações ajustadas aos parâmetros  $a$  e  $b$  para  $LLP=10^{-1}$  e  $LLP=10^{-2}$ . As equações são apresentadas para o método A e método B, ambos aplicados para o Brasil, onde,  $\Phi$  é a latitude e  $Kt_{inv}$  é o índice de claridade médio diário relacionado a junho, mês correspondente ao solstício de inverno.  $Kt_{min}$  é o índice de claridade médio diário relacionado ao mês com irradiância mais baixa [41].

LLP	Met.	Equações
$10^{-1}$	A	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow a = -2,5690 \times 10^{-3} \phi + 7,6620 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow a = -7,7868 \times 10^{-3} \phi + 1,4406 \times 10^{-4} \phi^2 + 8,1540 \times 10^{-1}$
		$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = -2,9121 \times 10^{-3} \phi + 9,2957 \times 10^{-5} \phi^2 + 3,0472 \times 10^{-2}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = 2,0441 \times 10^{-3} \phi - 3,4187 \times 10^{-2}$
	B	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = -8,4906 \times 10^{-1} Kt_{min} + 7,6827 \times 10^{-1} Kt_{min}^2 + 2,3670 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = -1,5558 Kt_{inv} + 1,3128 Kt_{inv}^2 + 4,6659 \times 10^{-1}$
$10^{-2}$	A	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow a = -7,5410 \times 10^{-3} \phi + 1,3774 \times 10^{-4} \phi^2 + 9,4780 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow a = +9,8285 \times 10^{-3} \phi + 6,5120 \times 10^{-1}$
		$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = 1,7241 \times 10^{-4} \phi + 1,2220 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = 4,2578 \times 10^{-2} \phi - 6,5387 \times 10^{-4} \phi^2 - 4,6940 \times 10^{-1}$
	B	$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow a = -7,541 \times 10^{-3} \phi + 1,3774 \times 10^{-4} \phi^2 + 4,8608 Kt_{med} - 5,2816 Kt_{med}^2 - 1,4730 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow a = +9,8285 \times 10^{-3} \phi - 7,2092 Kt_{inv} + 6,5197 Kt_{inv}^2 + 2,6190$
		$\phi \leq 20^\circ \Rightarrow b = 3,6277 Kt_{med} - 4,1920 Kt_{med}^2 - 6,2630 \times 10^{-1}$
		$\phi > 20^\circ \Rightarrow b = -5,7709 Kt_{inv} + 4,6904 Kt_{inv}^2 + 1,8933$

Dois métodos foram propostos. O método A consiste em encontrar os parâmetros  $a$  e  $b$  em função da latitude e no método B, estes parâmetros são obtidos em função da latitude e dos índices de claridade [41].

### 2.4.3. Normativa da ANEEL

De acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), os sistemas individuais de geração de energia elétrica através de fontes intermitentes (SIGFI),

aprovada em 2004, são definidos como sendo uma alternativa de atendimento por parte das distribuidoras de eletricidade, de suas metas de universalização no país, principalmente no meio rural, sendo uma alternativa a utilização de sistemas fotovoltaicos isolados. A Tabela 2.6 apresenta a classificação de atendimento dos SIGFIs, sendo a disponibilidade mensal mínima de 13 kWh ( $4,68 \times 10^7$  J) (SIGFI13) [42].

Tabela 2.6. Tabela SIGFI [42].

<b>Classes de Atendimento</b>	<b>Consumo Diário de Referência (Wh/dia)</b>	<b>Autonomia Mínima (dias)</b>	<b>Potência Mínima Disponibilizada (W)</b>	<b>Disponibilidade Mensal Garantida (kWh)</b>
SIGFI13	435	2	250	13
SIGFI30	1000	2	500	30
SIGFI45	1500	2	700	45
SIGFI60	2000	2	1000	60
SIGFI80	2650	2	1250	80

A Figura 2.51 apresenta uma residência atendida por um SIGFI, da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), utilizando módulos fotovoltaicos convencionais.



Figura 2.51. Residência atendida por SIGFI, da CEMIG, utilizando módulos fotovoltaicos [42].

#### 2.4.4. Exemplos de sistemas fotovoltaicos isolados instalados no Brasil

Foi dimensionado um sistema fotovoltaico isolado para a cidade de Porto Alegre, RS, latitude de  $30^\circ$ , através do método analítico proposto por Zanesco et al. [43], com uma  $LLP = 10^{-2}$  [36]. Considerando que a carga diária de energia é de 0,30 kWh ( $1,08 \times 10^6$  J) (demanda energética de quatro lâmpadas fluorescentes de 20 W, cada, acesas 3 horas e 42 minutos, por dia), resultou em uma área de módulos de  $0,87 \text{ m}^2$ , ou seja, dois módulos fotovoltaicos de 50 W. A capacidade diária das baterias encontrada foi de 1,81 kWh ( $6,52 \times 10^6$  J), considerando uma irradiação diária média anual sobre uma superfície horizontal de  $4,46 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,61 \times 10^7 \text{ J/m}^2$ ) [43].

Foi determinada a curva de isoprobabilidade, isto é os pares  $C_A \times C_S$  e os resultados são mostrados na Figura 2.52. A partir desta, foi selecionado o  $C_S = 7$  e o correspondente  $C_A = 1,309$  e utilizando a equação 2.16 foi estimada a área total de módulos fotovoltaicos [43].

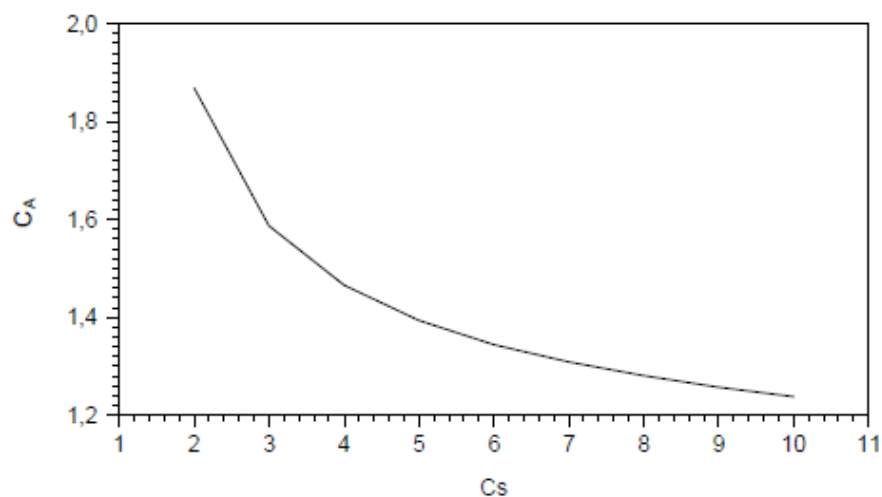


Figura 2.52. Curva de isoprobabilidade para um sistema fotovoltaico isolado em Porto Alegre para  $LLP=10^{-2}$ , dimensionado a partir do Método B [43].

No sistema foram utilizados dois módulos convencionais, com 36 células solares de silício monocristalino, com uma potência máxima de  $50 \text{ W} \pm 10 \%$  cada, conectados em paralelo e instalados com um ângulo de inclinação de  $48^\circ$ . Um controlador de carga foi utilizado, próprio para baterias de chumbo-ácido de 12 V,

podendo utilizar módulos fotovoltaicos de até 150 W e controlar correntes elétricas de até 10 A, simultaneamente. Duas baterias estacionárias de 12 V foram selecionadas com uma capacidade de 150 Ah. A carga utilizada é constituída por quatro lâmpadas fluorescentes de 20 W cada, associadas a inversores [43].

Com o sistema de aquisição de dados, foram monitoradas a corrente elétrica gerada pelos módulos e a enviada à bateria bem como a tensão desta última. A corrente elétrica foi medida através da diferença de potencial sobre um resistor de precisão, cuja resistência é de  $0,001 \Omega \pm 1 \%$ . Também se mediu a tensão nas condições de operação dos dois módulos fotovoltaicos. A corrente elétrica que passa pelas lâmpadas foi medida da mesma forma que a corrente que carrega a bateria, com a finalidade de determinar o número de horas que a carga solicita energia e o sistema não fornece [43].

A irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos foi caracterizada através de um piranômetro e a temperatura ambiente foi medida por um termopar e por um termistor [43].

A Figura 2.53 mostra o gráfico de barras do acúmulo da energia diária produzida para cada mês do ano. No mês de janeiro e de outubro, o acúmulo de energia quase atingiu 0,30 kWh ( $1,08 \times 10^6$  J). A Figura 2.54 mostra gráfico do acúmulo da tensão diária do banco de baterias para cada mês do ano.

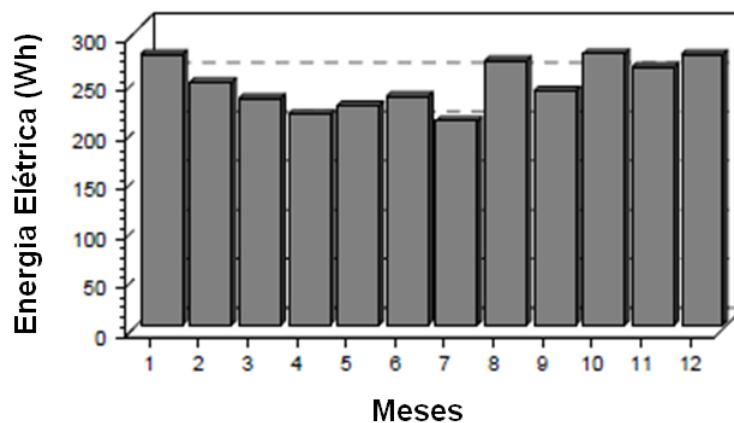


Figura 2.53. Energia diária produzida para cada mês do ano, do sistema fotovoltaico isolado instalado em Porto Alegre [43].



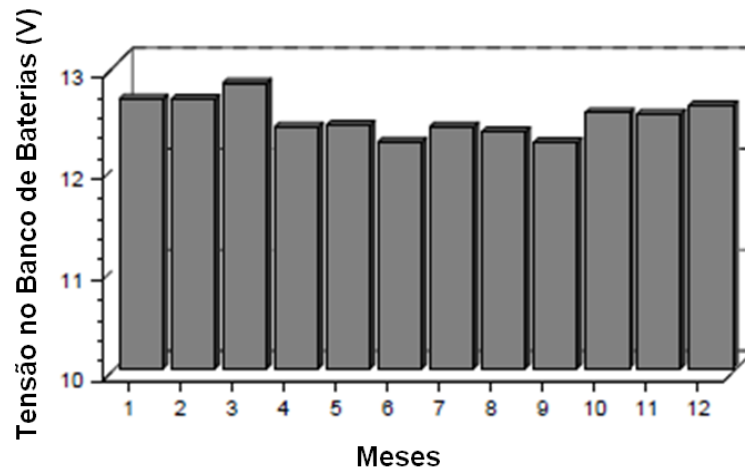


Figura 2.54. Tensão diária média mensal do banco de baterias para cada mês do ano [43].

Analisando os dados monitorados e os gráficos, foi concluído que o sistema fotovoltaico isolado com módulos fotovoltaicos convencionais supriu a demanda energética ao longo do ano.

Um sistema fotovoltaico isolado foi instalado no Departamento de Energia da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, em Campinas, SP, para simular o consumo elétrico de uma residência num período de junho de 1999 a maio de 2000. O sistema foi composto por quatro módulos fotovoltaicos com potência de 48 Wp, cada. A carga foi composta por duas lâmpadas fluorescentes de 15 W (para simular o consumo de energia em iluminação), um televisor e um ventilador de 19 W (para simular o consumo de um refrigerador). O consumo total diário da carga foi de 0,51 kWh ( $1,84 \times 10^6$  J) [44].

O dimensionamento do sistema fotovoltaico isolado foi realizado utilizando dados de irradiação solar [44]. A Tabela 2.7 mostra os valores da irradiação total (direta + difusa) média diária incidente no local, sendo o mês de junho, o mês de menor incidência.

O banco de baterias possuía três baterias de 12 V e capacidade de 100 Ah, cada. Cinco dias consecutivos nublados foram adotados nos quais as baterias devem fornecer a energia requisitada pela carga. O sistema também possuía um controlador de carga e um inversor [44].

A Figura 2.55 mostra a produção de energia do sistema fotovoltaico e o consumo diário para o mês de julho. Como se pode notar, em apenas um dia a produção de energia foi inferior ao consumo [44].

Tabela 2.7. Irradiação total média mensal, em Campinas [44].

MÊS	kWh/m <sup>2</sup>	MÊS	kWh/m <sup>2</sup>
JAN	5,96	JUL	4,23
FEV	5,84	AGO	4,78
MAR	5,78	SET	4,94
ABR	5,08	OUT	5,40
MAI	3,96	NOV	5,41
JUN	3,42	DEZ	6,06
<b>Média anual: 5,07 kWh/m<sup>2</sup></b>			

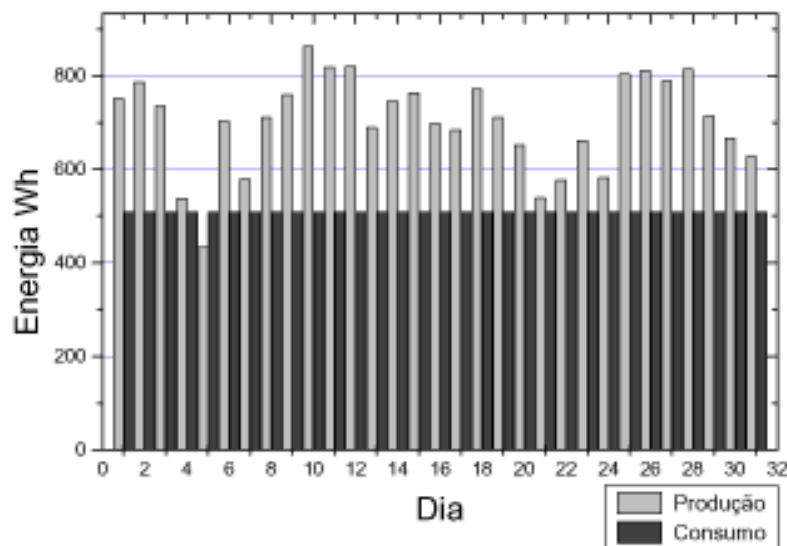


Figura 2.55. Produção e consumo diário de energia do sistema fotovoltaico isolado, no mês de julho [44].

A Figura 2.56 apresenta a produção e consumo de energia para o mês de dezembro, havendo vários dias de déficit de produção de energia devido ao início da estação chuvosa na região de Campinas [44].

Os módulos fotovoltaicos produziram, no período de 11 meses, o total de 229,10 kWh ( $8,24 \times 10^8$  J). O valor médio de horas de pico de irradiância recebida pelos módulos fotovoltaicos, neste período, foi de 4,5 h [44]. A Figura 2.57 mostra o gráfico da produção de energia diária média, por módulo, do sistema fotovoltaico

isolado, para cada mês. Como pode ser analisado no gráfico, o período da estação chuvosa na região, de dezembro a março, apresentou uma queda na produção de energia.

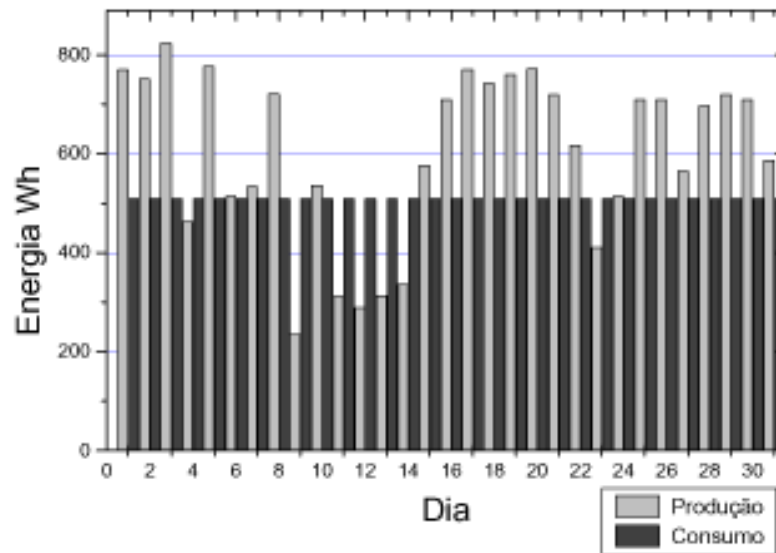


Figura 2.56. Produção e consumo diário de energia do sistema fotovoltaico isolado, no mês de dezembro [44].

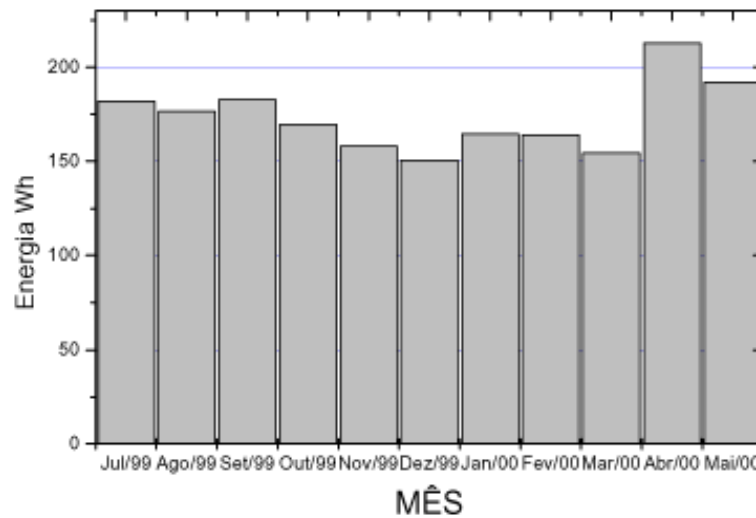


Figura 2.57. Produção de energia diária média, por módulo fotovoltaico, do sistema fotovoltaico isolado, para cada mês, instalado em Campinas [44].

Com a finalidade de reduzir o uso de um grupo gerador diesel de 40 kVA, na estação científica Ferreira Penna, do museu paraense Emílio Goeldi foi instalado um sistema fotovoltaico isolado para suprir a demanda da estação. Um ano depois, uma

ampliação do sistema foi implantada, duplicando a capacidade do sistema de produção de energia. Por fim, no ano de 2006, a capacidade energética do sistema foi novamente ampliada, com o sistema fotovoltaico atingindo os atuais 8,7 kWp de potência instalada [45].

O sistema fotovoltaico inicialmente era composto por 36 módulos fotovoltaicos de silício multicristalino com uma potência de 64 Wp, cada, totalizando uma potência do sistema de 2,3 kWp. O banco de baterias é composto por 16 baterias automotivas de tensão de 12 V e capacidade de 150 Ah. O sistema possui um inversor de tensão de 3600 W / 24 V<sub>CC</sub> - 120 V<sub>CA</sub> e três controladores de carga de 30 A / 24 V, cada [45].

Na primeira ampliação do sistema fotovoltaico foram adicionados 32 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino com potência de 65 Wp, totalizando uma potência do sistema de 4,4 kWp. O banco de baterias passou a ser composto por 36 baterias de 12 V e capacidade de 150 Ah, tipo automotivas. O inversor de tensão foi substituído por um de 5500 W / 48 V<sub>CC</sub> - 120 V<sub>CA</sub> e os controladores de carga foram substituídos por outros três modelos de 30 A / 48 V cada. Este sistema passou a ter 3,6 kW de potência instalada [45].

Em 2006, foram instalados mais 36 módulos fotovoltaicos de silício multicristalino com uma potência de 120 Wp cada, alcançando uma potência total instalada de 8,7 kWp. O banco de baterias passou a ser composto por 60 baterias estacionárias com tensão de 12 V e capacidade de 150 Ah. O inversor foi novamente substituído por um de 12 kVA / 48 V<sub>CC</sub> - 127 / 220 V<sub>CA</sub> e os controladores de carga também foram substituídos por modelos de 45 A / 48 V. Este sistema passou a atender 6,8 kW de carga da estação [45].

O sistema fotovoltaico isolado instalado na estação científica é dividido em quatro arranjos com os módulos fotovoltaicos ligados em série, quatro a quatro, e cada um desses conjuntos ligados em paralelo a outros similares, sendo um total de 104 módulos fotovoltaicos. O arranjo 1 contém 36 módulos de 64 kWp; o arranjo 2 contém 32 módulos de 65 Wp; o arranjo 3 contém 16 módulos de 120 Wp e por fim,

o arranjo 4 contém 20 módulos de 120 Wp [45]. A Figura 2.58 mostra os arranjos dos módulos fotovoltaicos do sistema fotovoltaico isolado.

A Figura 2.59 ilustra os controladores de carga e o banco de baterias utilizado no sistema fotovoltaico isolado.



Figura 2.58. Arranjo de módulos do sistema fotovoltaico isolado na estação científica Ferreira Penna, PA [45].



(a)

(b)

Figura 2.59. (a) controladores de carga e (b) banco de baterias utilizado no sistema fotovoltaico isolado na estação científica Ferreira Penna, PA [45].

Os equipamentos atendidos pelo sistema consistem em sistemas de iluminação, ventiladores, geladeira, freezer, bebedouros, rádio, computador, projetor e diversas tomadas para utilidades gerais [45].

O dimensionamento do sistema foi realizado com base no método proposto por Blasques e Pinho [38]. A partir das potências elétricas e dos horários médios de demanda da carga, foi calculado o valor do consumo total diário de 22,14 kWh ( $7,97 \times 10^7$  J). O dimensionamento do banco de baterias garante ao sistema uma autonomia de aproximadamente um dia [45].

O uso do grupo gerador a diesel, atualmente, está sendo acionado somente para garantir o abastecimento de água e quando há a necessidade de utilização de cargas de maiores capacidades, como máquina de lavar roupas, ferro de passar, estufa, entre outros [45].

Em 2007, no Acre, através do Projeto Piloto de Xapuri foram instalados 103 sistemas fotovoltaicos isolados domiciliares SIGFI13 em três seringais pertencentes ao município de Xapuri. Os módulos fotovoltaicos, instalados num ângulo de  $15^\circ$  em relação a horizontal, possuem potência de 85 Wp [46]. A Tabela 2.8 mostra as características dos sistemas fotovoltaicos isolados dos três seringais.

Tabela 2.8. Características dos sistemas fotovoltaicos do projeto piloto de Xapuri [46].

Seringal	Sistema de Atendimento	Unidades Consumidoras	Potência Fotovoltaica	Banco de Baterias	Classe de Atendimento
Iracema	Corrente Alternada (CA)	31	3 x 85 Wp	2 x 150 Ah	SIGFI13
Dois Irmãos	Misto (CA + CC)	35	3 x 85 Wp	2 x 150 Ah	$\geq 13$ kWh/mês
Albrácea	Corrente Contínua (CC)	37	3 x 85 Wp	2 x 150 Ah	$\geq 13$ kWh/mês

Para o banco de baterias, foram utilizadas duas unidades de bateria de tensão de 12 V e capacidade de 150 Ah. O controlador de carga utilizado foi de corrente máxima de 30 A [46].

Nos três seringais (Iracema, Dois Irmãos e Albrácea), o sistema fornece no mínimo 13 kWh ( $4,68 \times 10^7$  J) por mês, porém somente os sistemas de Iracema atendem a Resolução Normativa da ANEEL [42] e são classificados como SIGFI13, pois segundo esta resolução, o fornecimento de energia elétrica deve ser exclusivamente em corrente alternada [46]. A Figura 2.60 mostra os seringais atendidos pelos SIGFI.

No pior mês, no seringal de Iracema, foram fornecidos 15 kWh ( $5,40 \times 10^7$  J). Em Dois Irmãos foram fornecidos 16 kWh ( $5,76 \times 10^7$  J) e em Albrácea foram fornecidos 18 kWh ( $6,48 \times 10^7$  J). Para o dimensionamento do SIGFI, foi utilizada a menor irradiância média mensal, ou seja, a do pior mês [46].

Após um ano de instalação dos sistemas fotovoltaicos isolados, o consumo médio de energia foi superior a 10 kWh ( $3,60 \times 10^7$  J) por mês para 22 % da população e foi inferior a 3 kWh ( $1,08 \times 10^7$  J) por mês para um terço deles [46]. A Figura 2.61 mostra a potência dos módulos do sistema fotovoltaico isolado, em Albrácea.



Figura 2.60. Seringais de (a) Albrácea e (b) Dois Irmãos atendidos por sistemas fotovoltaicos isolados SIGFI [46].

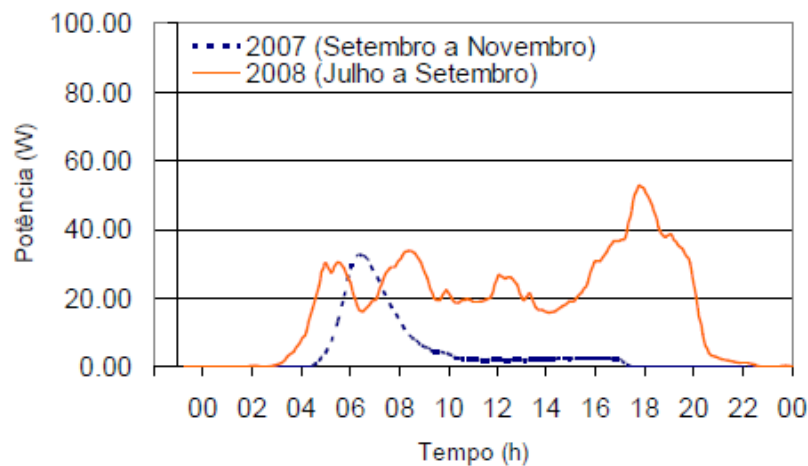


Figura 2.61. Potência produzida pelos módulos fotovoltaicos do sistema isolado, em Albrácea [46].

No Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (LABSOL - UFRGS), um sistema fotovoltaico isolado foi montado. Os componentes do sistema consistem em um arranjo de cinco módulos fotovoltaicos convencionais conectados em paralelo, formando um sistema fotovoltaico de 500 Wp, montado sobre uma estrutura de alumínio no telhado de um dos prédios do LABSOL - UFRGS com inclinação de  $30^\circ$  e orientado para o norte [47]. A Figura 2.62 mostra os módulos fotovoltaicos utilizados no sistema fotovoltaico isolado e sua localização.



Figura 2.62. Módulos fotovoltaicos localizados no telhado de um dos prédios do LABSOL - UFRGS, com potência de 500 Wp [47].

Para caracterização dos módulos fotovoltaicos utilizados foram realizadas medições das curvas características da corrente elétrica em função da aplicação de uma tensão (curva I-V) em situações próximas da condição de operação [47].

As baterias escolhidas foram de uso automotivo, com capacidade de 150 Ah. Como a tensão nominal do sistema era de 24 V, pares de baterias de tensão de 12 V foram conectadas em série. Com esta combinação, a capacidade foi de 450 Ah [47].

A carga do sistema consistiu em seis lâmpadas fluorescentes de 20 W em corrente contínua. Para simular a demanda de instalações reais, foi instalado um temporizador que permite programar a ativação das cargas em diferentes horários ao longo do dia [47].



O sistema de monitoramento era constituído por um computador, uma unidade de aquisição de dados, sensores e um programa computacional para gerenciamento das medições. As variáveis monitoradas foram: corrente e tensão elétrica e temperatura do painel fotovoltaico, a tensão e corrente elétrica do banco de baterias, corrente elétrica consumida pela carga, irradiância solar sobre o plano do painel, temperatura ambiente e velocidade e direção do vento [47].

Foram escolhidos perfis de consumo que estão distribuídos ao longo do dia, entre 9 horas e 16 horas e a noite entre as 19 horas e 22 horas [47].

Em qualquer dos períodos analisados, a energia demandada pela carga foi sempre satisfatória, ou pela energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos ou pela extração de parte da energia necessária do banco de baterias, como acontece após as 19 horas [47]. A Figura 2.63 apresenta o gráfico dos valores monitorados pelo sistema de aquisição de dados, de tensão do banco de baterias, de corrente gerada e consumida durante quatro dias de operação do sistema fotovoltaico isolado.

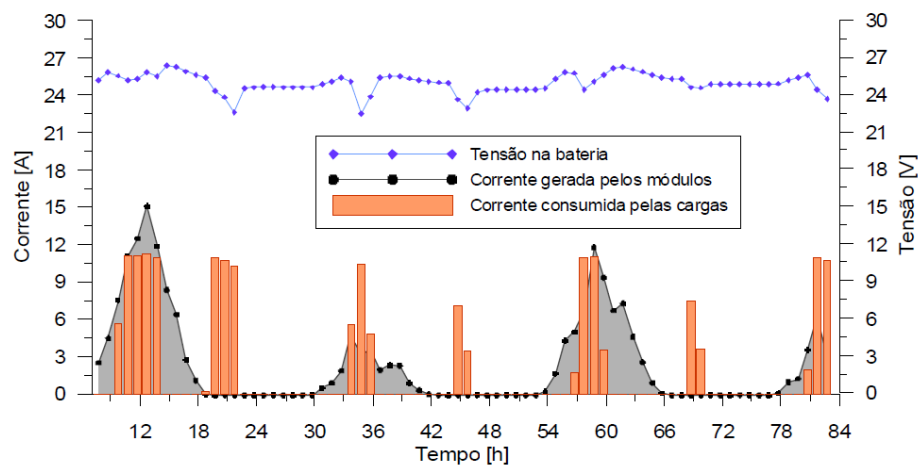


Figura 2.63. Valores monitorados pelo sistema de aquisição de dados do sistema fotovoltaico isolado, da tensão do banco de baterias, da corrente gerada e consumida durante quatro dias de operação [47].

### **3. FABRICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS CONCENTRADORES ESTÁTICOS**

No capítulo anterior foi apresentada uma análise geral de alguns tipos de módulos fotovoltaicos concentradores desenvolvidos no mundo. Um destes foi o MEC-P, um módulo de baixa concentração, mas possui as vantagens de: 1) não necessitar seguimento do Sol, 2) os materiais utilizados para o sistema óptico de concentração são de fácil aquisição no mercado, 3) utiliza células solares bifaciais de silício que podem ser produzidas com processos similares aos atualmente utilizados pela indústria de células solares e 4) sua fabricação é similar à fabricação de módulos convencionais.

Este capítulo apresenta o desenvolvimento dos módulos fotovoltaicos concentradores estáticos planos (MEC-P), bem como sua fabricação e caracterização. Também são apresentados, neste capítulo, os resultados da seleção das células solares bifaciais utilizadas nos concentradores, bem como é descrito o processo de montagem dos módulos. As características elétricas após a montagem e depois de 18 meses e 12 dias de operação foram medidas e mediu-se a diferença de temperatura de operação dos módulos concentradores e convencionais. A análise da temperatura dos módulos concentradores e dos módulos convencionais foi realizada através da análise termográfica com os dispositivos em operação no sistema.

Os módulos concentradores estáticos planos com células bifaciais foram projetados com base na análise da concentração óptica em protótipos desenvolvidos por Febras [3], bem como seu posicionamento em relação à orientação das tiras de células solares. Com isso foram estabelecidas as dimensões do módulo e o espaçamento entre as tiras de células e entre as tiras de células e a borda do perfil

de alumínio do concentrador. As dimensões dos MEC-P são: 775 mm x 690 mm x 70 mm (comprimento x largura x espessura).

### 3.1. Caracterização de Células Solares Bifaciais

As células solares bifaciais são de estrutura  $p^+nn^+$ , pseudo-quadradas de 80 mm x 80 mm, com área de 61,58 cm<sup>2</sup> e foram desenvolvidas no NT-Solar [48]. As células solares foram caracterizadas sob iluminação independente em condições padrão (1000 W/m<sup>2</sup>, AM1,5G e 25 °C), em ambas as faces.

Foram soldadas e laminadas 72 células em dois módulos fotovoltaicos. A Tabela 3.1 e a Figura 3.1 resumem os valores da corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), densidade de corrente de curto-circuito ( $J_{sc}$ ), corrente no ponto de máxima potência ( $I_{mp}$ ), tensão no ponto de máxima potência ( $V_{mp}$ ), fator de forma (FF), eficiência ( $\eta$ ) e potência máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ ) das células solares usadas nos concentradores.

Tabela 3.1. Características elétricas médias das células bifaciais, medidas sob irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C.

<b>Módulo MECP-01</b>			
Iluminação pela face $p^+$			
$V_{oc}$ (mV)	$J_{sc}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	FF	$\eta$ (%)
601,6 ± 1,8	32,5 ± 0,2	0,71 ± 0,01	13,8 ± 0,2
Iluminação pela face $n^+$			
604,3 ± 2,4	29,5 ± 0,3	0,74 ± 0,01	13,2 ± 0,2
<b>Módulo MECP-02</b>			
Iluminação pela face $p^+$			
$V_{oc}$ (mV)	$J_{sc}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	FF	$\eta$ (%)
602,1 ± 2,6	32,1 ± 0,4	0,71 ± 0,02	13,7 ± 0,2
Iluminação pela face $n^+$			
605 ± 3	29,3 ± 0,6	0,74 ± 0,01	13,07 ± 0,25

Na Figura 3.1 pode ser visualizada a curva de densidade de corrente em função da tensão (J-V) de uma das melhores células bifaciais fabricadas, com iluminação pela face  $p^+$ , chamada de frontal e pela face  $n^+$ , chamada de posterior. Na face  $p^+$  da célula solar foi realizada dopagem com boro e na face  $n^+$  foi realizada

dopagem com fósforo. A base das células solares é tipo n, sendo, portanto o emissor formado por boro.

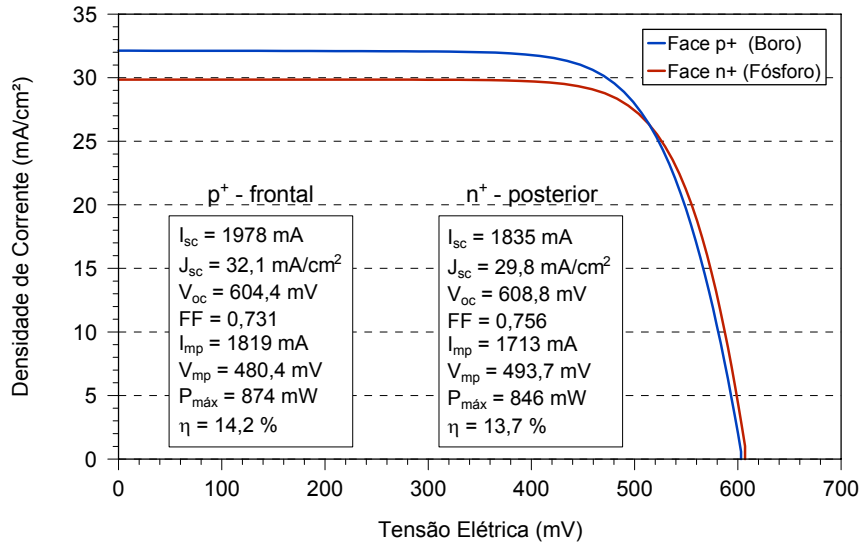


Figura 3.1. Curva J-V de uma das melhores células solares bifaciais fabricadas.

### 3.2. Fabricação dos Módulos Fotovoltaicos

A fabricação dos módulos fotovoltaicos concentradores estáticos foi realizada seguindo um processo típico de fabricação de módulos fotovoltaicos convencionais.

As células solares bifaciais selecionadas, para cada módulo MEC-P, segundo a  $I_{sc}$  e  $\eta$ , foram soldadas em série com fita de cobre revestida com estanho/prata, formando tiras com nove células solares. Para ser realizada a montagem de cada módulo fotovoltaico concentrador, quatro tiras de células solares foram soldadas em série, respeitando a distância entre elas, e foram encapsuladas com vidro, duas camadas de acetato de vinila (EVA) e na parte posterior foi usado um filme transparente, marca *dyMat<sup>®</sup> TE Transparent Version*, da empresa Coveme<sup>®</sup> com espessura de  $232 \mu\text{m} \pm 5 \%$ , conforme mostra a Figura 3.2 e Figura 3.3. O filme posterior é composto de polímero fluorado (PVF) e polietileno tereftalado (PET) formando um filme transparente, mas com as mesmas funções de proteção das células solares contra umidade e fornecendo isolamento elétrico. A Figura 3.4 mostra o esquema elétrico e a distribuição das células solares do módulo fotovoltaico concentrador e de um módulo fotovoltaico convencional. As células

solares foram laminadas com a face dopada com boro ( $p^+$ ) voltada para o lado do vidro, ou seja, para a parte frontal do módulo concentrador. Os diodos de passagem, mostrados na Figura 3.4, são colocados para evitar a formação de pontos quentes no módulo fotovoltaico.

A distância entre as tiras de células solares foi de 80 mm e a distância entre as tiras de células e a borda do perfil de alumínio foi de 60 mm do módulo fotovoltaico concentrador.

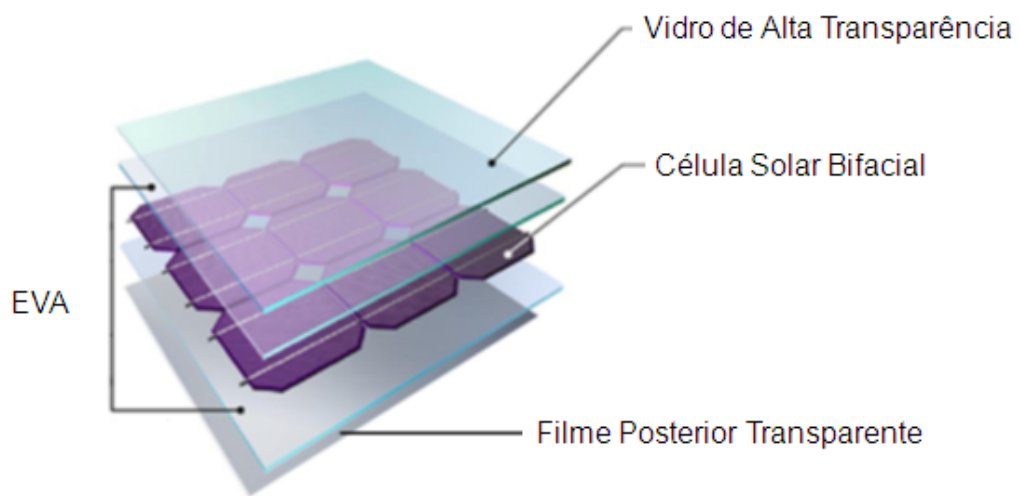


Figura 3.2. Materiais utilizados para o encapsulamento dos módulos fotovoltaicos.

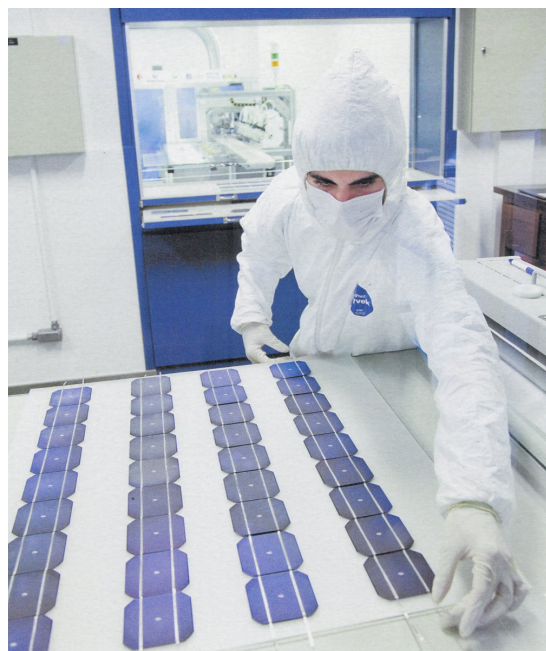


Figura 3.3. Colocação das tiras de células solares para laminação do MEC-P.

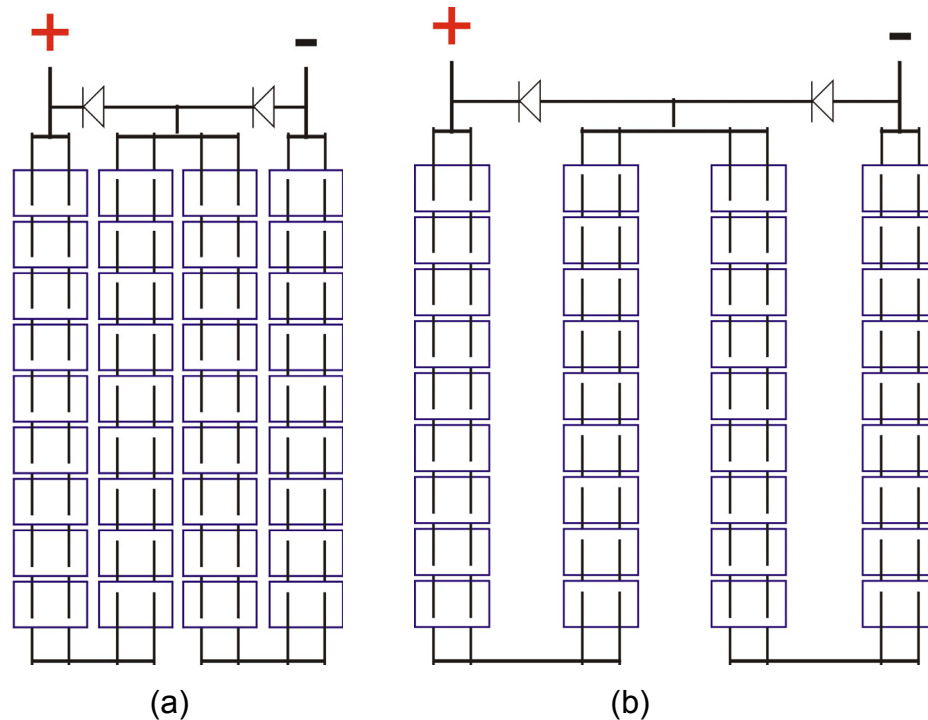


Figura 3.4. Esquema elétrico e a distribuição das células solares do (a) módulo fotovoltaico convencional e do (b) módulo fotovoltaico concentrador.

Cabe comentar que, o filme posterior transparente, apresenta uma menor transmitância que os vidros de 3,2 mm de espessura de alta transparência e com baixo teor de ferro usados na fabricação de módulos fotovoltaicos, como pode ser visto na Figura 3.5.

Para a montagem do módulo, foram usados perfis de alumínio de 35 mm de espessura, desenho do NT-Solar, com sulco de 5 mm para instalação do vidro e refletor. Os perfis formam uma moldura e um conjunto serve para fixar o vidro e outro para o refletor. Ambas as molduras justapostas produzem um módulo com 70 mm de espessura, com a distância entre o plano das células e o plano do refletor de aproximadamente 60 mm. Este perfil tem a finalidade de estruturar e proteger o módulo fotovoltaico concentrador contra impactos e o silicone tem a finalidade de evitar a delaminação do concentrador devido a intempéries, bem como selar o dispositivo.

Para montar a primeira moldura, nos sulcos foi colocado silicone de vedação PV804, da *Dow Corning*<sup>®</sup>, específico para aplicações em módulos fotovoltaicos e a

placa de vidro foi encaixada nos sulcos e finalmente montou-se a moldura do módulo, colocando-se cantoneiras internas de alumínio e rebites. Depois, fixou-se a segunda moldura. A Figura 3.6 mostra o módulo MEC-P logo depois da colocação da segunda moldura de alumínio, podendo-se observar que ainda falta uma peça da moldura para completar o módulo. Esta peça somente é colocada depois de se encaixar no segundo sulco (previamente preenchido com silicone) a chapa refletora de alumínio, de 2 mm de espessura, com uma face pintada com a tinta branca *Hammerite*<sup>®</sup>. A seguir foram vedadas as regiões por onde são extraídas as tiras de conexão elétrica. A Figura 3.7 mostra o detalhe do perfil duplo de alumínio e na Figura 3.8 podem-se ver os dois módulos MEC-P fabricados.

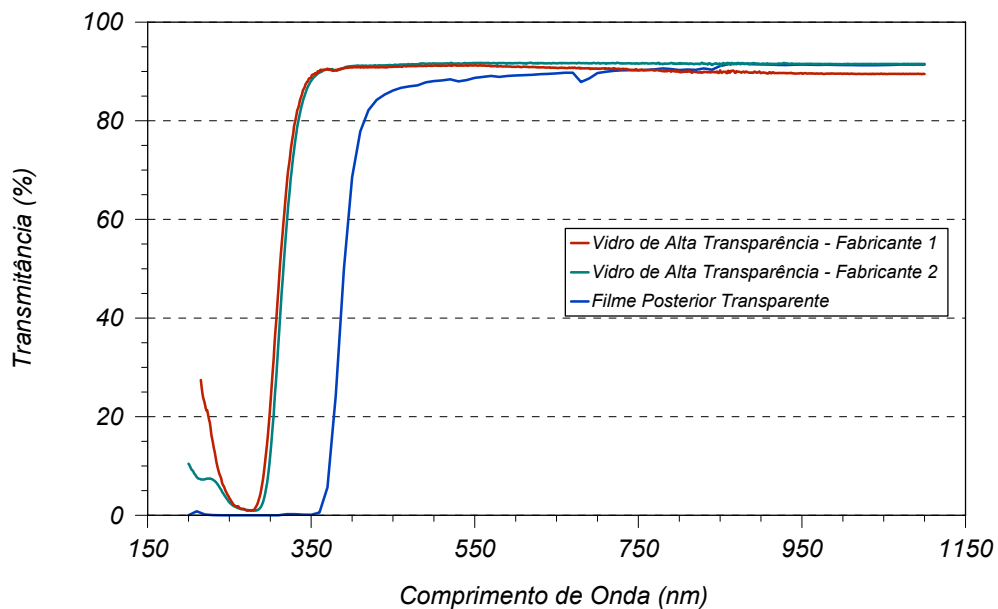


Figura 3.5. Transmissão dos vidros com baixo teor de ferro e do filme transparente *Coveme*<sup>®</sup>.

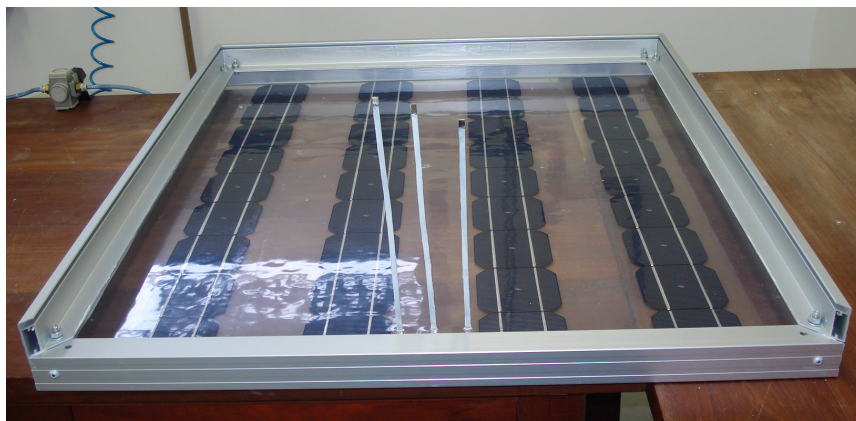


Figura 3.6. Módulo MEC-P em construção, sem o refletor difuso.

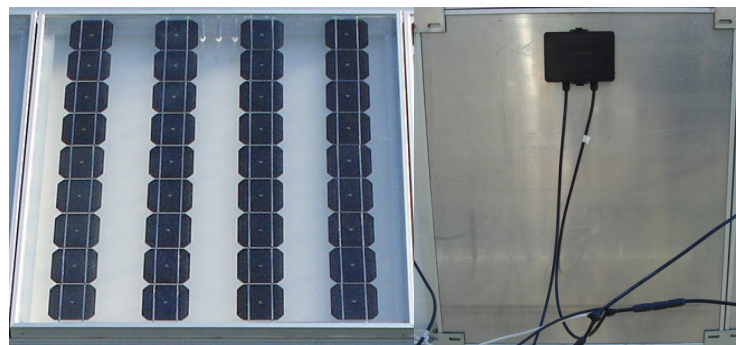


Figura 3.7. Detalhe do perfil duplo de alumínio utilizado para a montagem do módulo MEC-P.

Em cada módulo concentrador, na parte posterior do refletor difuso foi colocada a caixa para as conexões elétricas. Os terminais dos módulos MEC-P foram conectados às caixas de conexão, saindo das mesmas, dois cabos, um negativo e um positivo, para a instalação elétrica do concentrador. A Figura 3.9 mostra a parte frontal e a parte posterior do módulo MEC-P, onde se pode ver a caixa e os terminais de conexão elétrica.



Figura 3.8. Módulos fotovoltaicos MEC-P. À direita, foram colocados dois módulos convencionais com o mesmo número de células solares e mesmo tipo de vidro.



(a)

(b)

Figura 3.9. (a) vista frontal e (b) vista posterior do MEC-P.

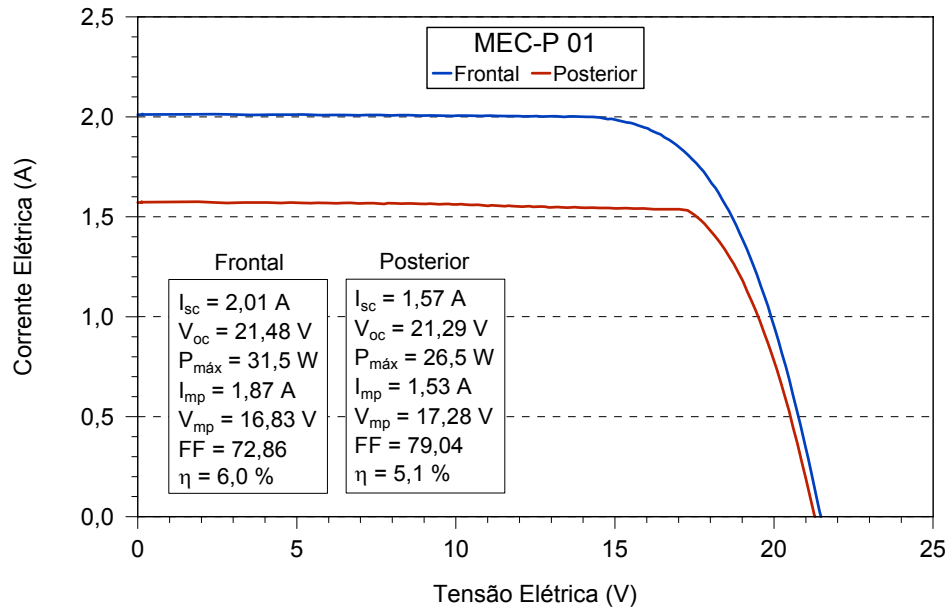


### 3.3. Características I-V dos Módulos Fotovoltaicos Concentradores

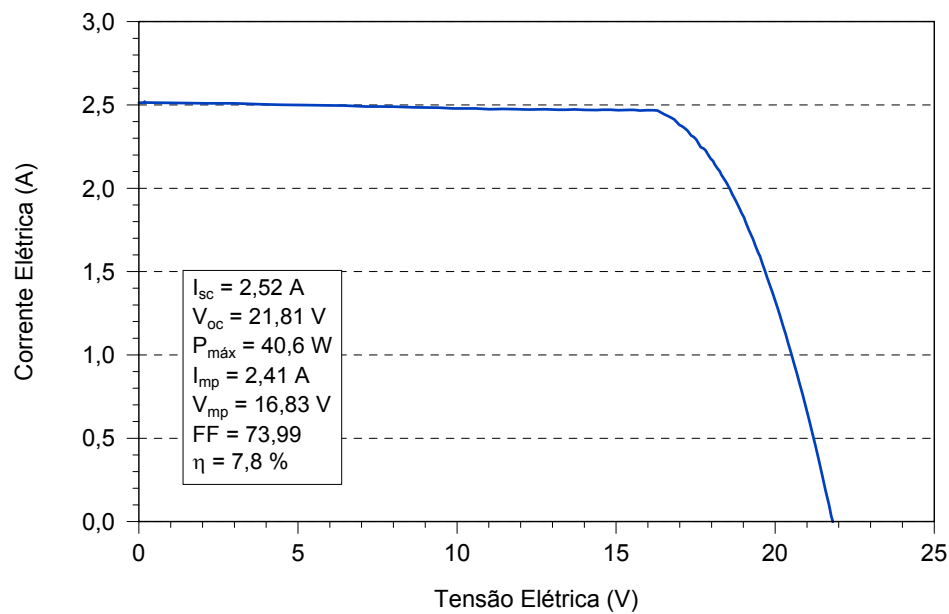
Os módulos MEC-P foram caracterizados eletricamente medindo-se a curva I-V em um simulador solar classe AAA, sob condições internacionalmente estabelecidas (1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM1,5G e 25 °C). A curva I-V foi medida e determinaram-se os parâmetros elétricos após duas etapas: (1) laminação e montagem da moldura de alumínio e (2) montagem final, com refletor acoplado ao módulo. Na primeira etapa foram obtidas curvas I-V para o módulo com as células iluminadas pela face frontal e posterior, separadamente. As Figuras 3.10 e 3.11 apresentam as características elétricas dos módulos MEC-P 01 e MEC-P 02, antes e após a colocação do refletor e as Figuras 3.12 e 3.13 mostram as curvas I-V dos dois módulos fotovoltaicos convencionais, também desenvolvidos no NT-Solar. Estes módulos foram fabricados com células monofaciais tipo n<sup>+</sup>pp<sup>+</sup>, dopadas com fósforo e alumínio, no âmbito do projeto “Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional” [49]. O simulador foi calibrado com um módulo fotovoltaico convencional com células de silício cristalino previamente medido no ESTI (*European Solar Test Installation*).

As características elétricas do módulo quando iluminado pela face frontal são similares as das células solares usadas, como pode ser constatado comparando-se a Tabela 3.1 e os dados das Figuras 3.10 (a) e 3.11 (a). Somente o fator de forma apresenta uma melhora de 0,71 para aproximadamente 0,73, o que se atribui a uma redução na resistência em série devido a colocação da fita de cobre + estanho + prata e também as incertezas envolvidas na determinação do FF.

Quando o módulo foi iluminado pela face posterior, isto é, pela face n<sup>+</sup> das células solares, observou-se uma grande diferença entre o valor médio da corrente de curto-circuito das células e do módulo. Nas primeiras, o valor médio da I<sub>sc</sub> ficou entre 1,80 A e 1,82 A e no módulo este parâmetro foi reduzido para 1,57 A. Todas as células foram caracterizadas e a célula com menor I<sub>sc</sub> para o MEC-P 01 apresentou 1,78 A e para o MEC-P 02, 1,75 A.



(a)

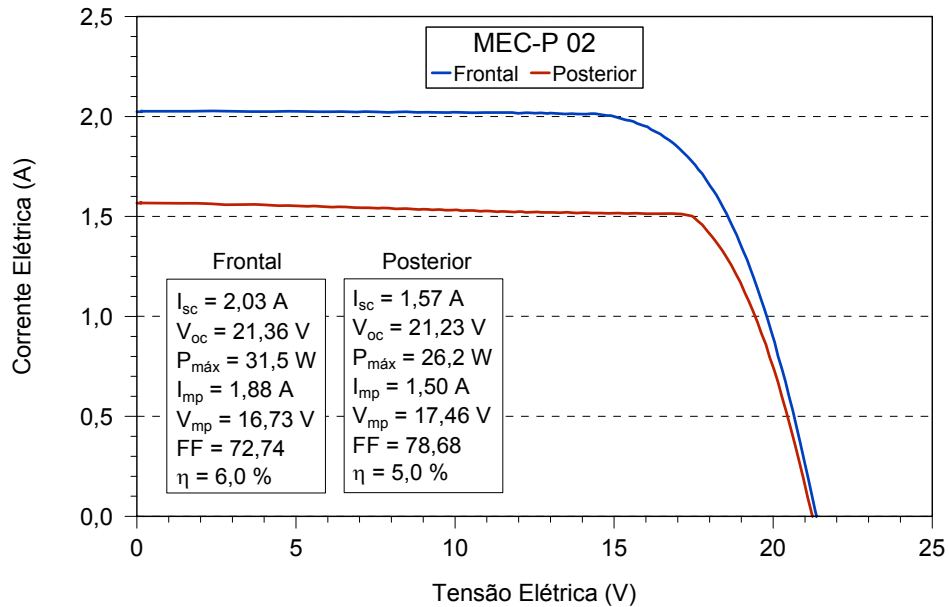


(b)

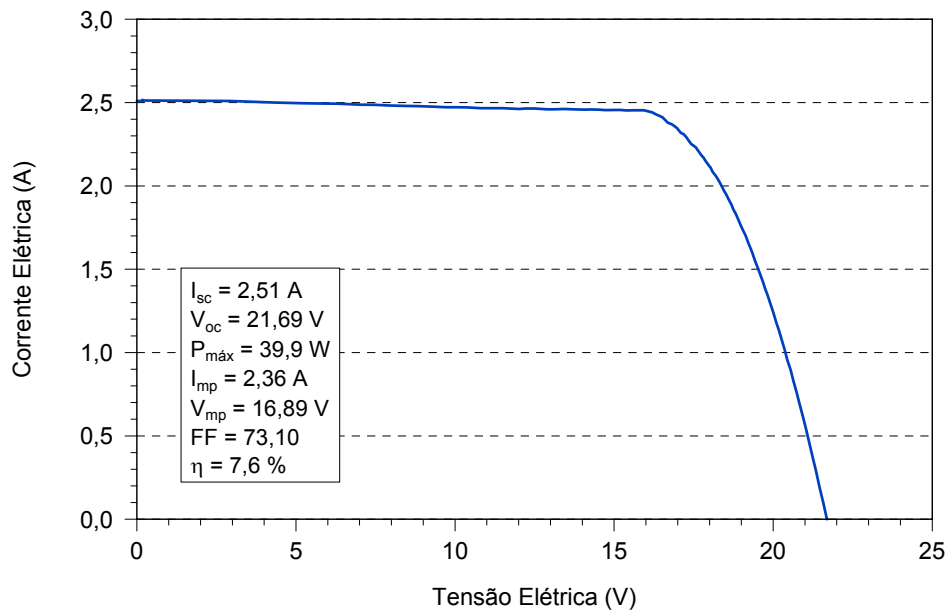
Figura 3.10. Curva I-V do módulo MEC-P 01 e sua caracterização elétrica, (a) antes e (b) depois da montagem do refletor difuso.

Para verificar se esta diferença poderia advir do encapsulamento, a partir da transmitância apresentada na Figura 3.5, calculou-se a transmitância ponderada do Tedlar transparente e dos vidros de alta transparência. A transmitância ponderada considera o espectro solar AM1,5G e a resposta espectral de uma célula solar de

silício [47]. Os valores calculados da transmitância ponderada tanto para o vidro quando para o Tedlar transparente foram de 89 %. Os acoplamentos ópticos entre o



(a)



(b)

Figura 3.11. Curva I-V do módulo MEC-P 02 e sua caracterização elétrica, (a) antes e (b) depois da montagem do refletor difuso.

filme antirreflexo de  $\text{TiO}_2$  (com índice de refração,  $n = 2,20$ ) e o conjunto vidro + EVA ( $n = 1,50$  e  $n = 1,49$ , respectivamente) na face frontal e o Tedlar transparente na

face posterior (Tedlar + PET + EVA, com índices de refração de 1,48, 1,60 e 1,49, respectivamente) também são similares, o que produziria uma reflexão semelhante.

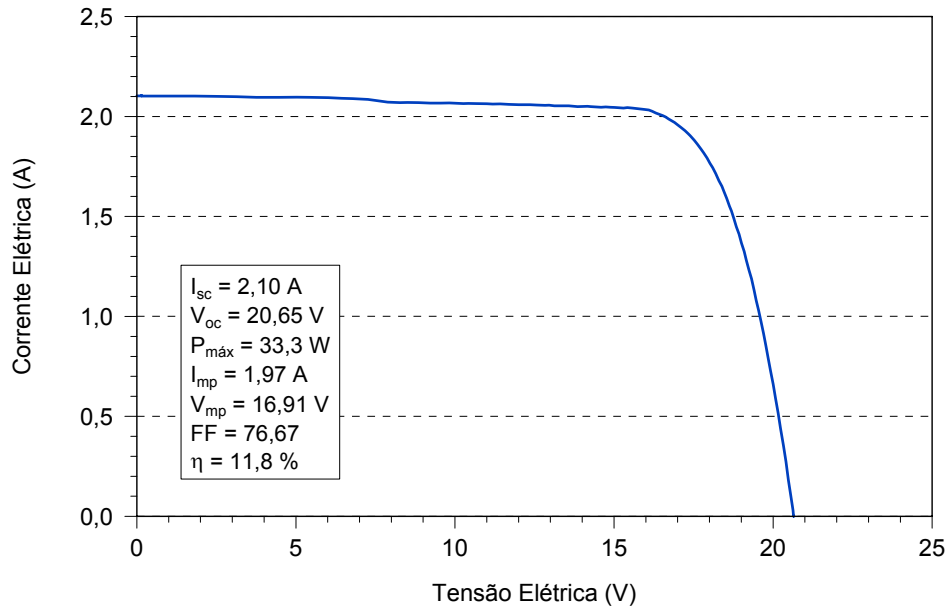


Figura 3.12. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 111 e suas características elétricas.

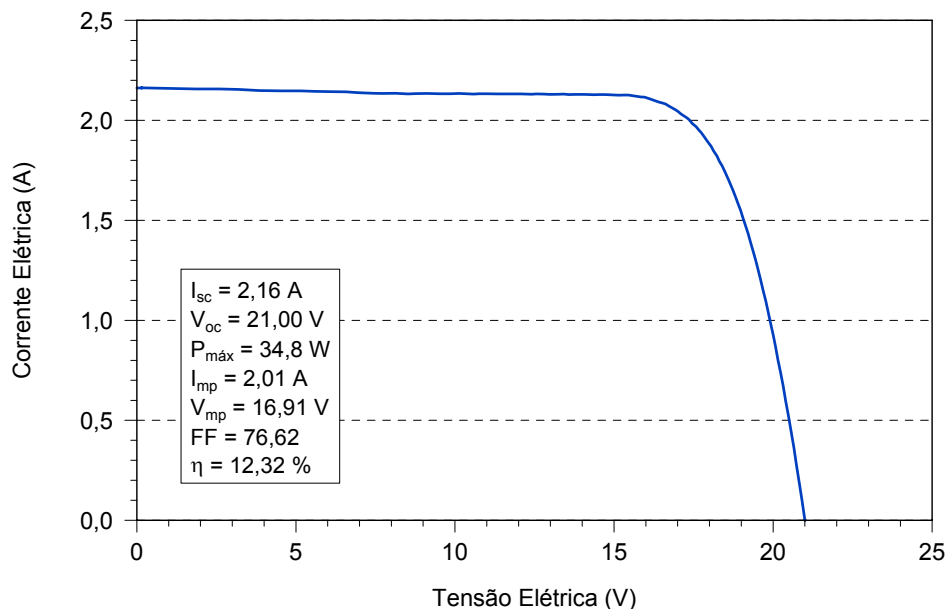


Figura 3.13. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 129 e suas características elétricas.

A menor corrente de curto-circuito observada para iluminação pela face posterior das células solares encapsuladas é devido à sombra causada pelo perfil duplo de alumínio da estrutura do módulo sobre as células que estão no final de

cada tira. A área da célula coberta pela sombra do perfil é em torno de  $710 \text{ mm}^2$ , ou seja, 11,6 % da área da célula. Como as células solares estão conectadas em série, isto acarreta em uma menor  $I_{SC}$  do módulo fotovoltaico. Da mesma forma, o perfil duplo limita a corrente do módulo completo porque a face posterior das células bifaciais receberá uma menor porção da radiação refletida na chapa de alumínio branca pela existência de sombras. A Figura 3.14 mostra o detalhe da parte do perfil duplo de alumínio que ocasiona a sombra na parte posterior das células solares bifaciais.

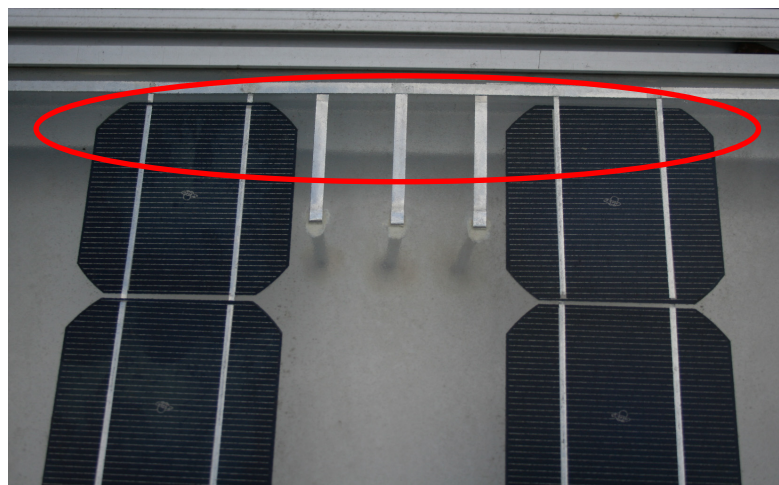


Figura 3.14. Detalhe da parte do perfil duplo de alumínio destacando a região que ocasiona sombra na parte posterior das células solares bifaciais.

### **3.4. Características I-V dos Módulos Fotovoltaicos Concentradores Após Exposição à Radiação Solar**

Do dia 18 de setembro de 2010 ao dia 31 de março de 2012 (18 meses e 12 dias), os módulos MEC-P foram expostos à radiação solar em Porto Alegre. Os módulos foram instalados em uma estrutura de alumínio e com uma inclinação de  $48^\circ$ , orientados para o norte. Foram colocados dois módulos concentradores e dois módulos convencionais com células solares monofaciais e com o mesmo tipo de vidro usado nos concentradores, no mesmo plano, com a finalidade de comparar os mesmos.

Cada par de módulos, concentradores e convencionais, foram conectados a um banco de baterias, controlador de carga e carga, a fim de formar dois sistemas

fotovoltaicos isolados. Os módulos operaram no ponto de máxima potência ou em circuito aberto, contudo, esta última situação ocorreu apenas em um pequeno número de dias, quando a carga da bateria estava completa e o controlador de carga interrompia o envio de corrente elétrica para a carga. Esta quantidade de dias, em circuito aberto, totalizou 22 dias para o sistema com módulos concentradores e para o sistema com módulos convencionais foi um total de 48 dias. Deste modo, os módulos concentradores operaram em máxima potência em 96 % do período sob radiação solar, e os convencionais 91 %.

A Figura 3.15 mostra a irradiação solar total no plano inclinado em cada mês durante o período de exposição, onde se obteve uma irradiação total de aproximadamente 1857 kWh/m<sup>2</sup> ( $6,68 \times 10^9$  J/m<sup>2</sup>). A irradiância total foi medida com um piranômetro Eppley PSP instalado no plano inclinado de 48° e um sistema de aquisição de dados constituído de um módulo Agilent 34970-A, com uma placa multiplexadora Agilent 34901A acoplada e um computador para gerenciar e armazenar os dados de irradiância, medida a cada 10 minutos. A partir de primeiro de agosto de 2011, a radiação ultravioleta no plano dos módulos foi medida com um radiômetro ultravioleta Eppley TUVR, que mede no intervalo de comprimentos de onda de 290 nm a 385 nm. A radiação UV provoca problemas em polímeros e nas superfícies das células solares. Nos meses em que se mediu a irradiância total e a ultravioleta, está última correspondeu em média a 5,2 % da radiação total incidente no plano dos módulos.

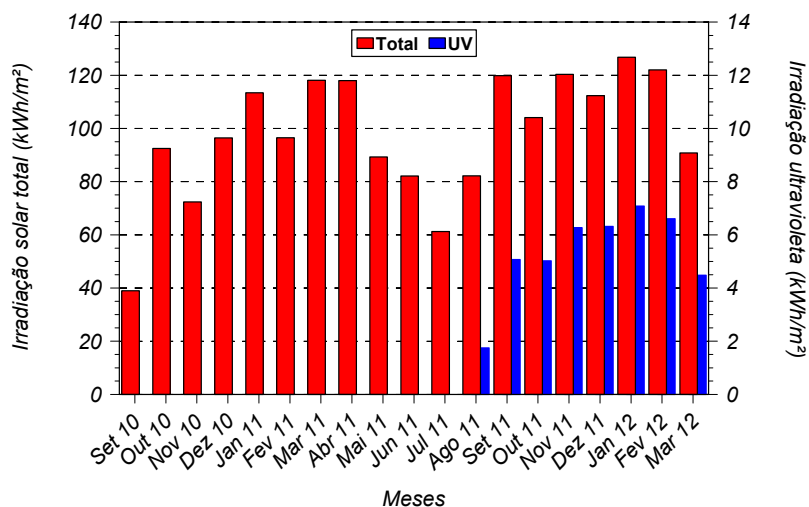


Figura 3.15. Irradiação total e ultravioleta no plano inclinado em função dos meses de exposição à radiação solar.

Após este período de exposição, foi realizada a inspeção visual e notou-se o acúmulo de sujeira nos vidros dos módulos fotovoltaicos. A Figura 3.16 mostra o detalhe do acúmulo de sujeira no vidro dos módulos fotovoltaicos. É importante salientar também que realizada a inspeção visual não foi constatado nenhum tipo de umidade, sujeira e degradação da tinta do refletor no interior dos módulos fotovoltaicos concentradores e também nenhum tipo de delaminação dos mesmos.

A Tabela 3.2 mostra os valores das características elétricas dos módulos fotovoltaicos convencionais e dos módulos fotovoltaicos concentradores antes do período de exposição à radiação solar e depois da exposição com o acúmulo de sujeira no vidro, e depois da limpeza. A Diferença 1, corresponde à diferença percentual entre as características elétricas medidas antes e depois da exposição à radiação solar com os módulos sujos e a Diferença 2, corresponde à diferença percentual entre as características elétricas antes e depois da exposição à radiação solar com os módulos limpos.

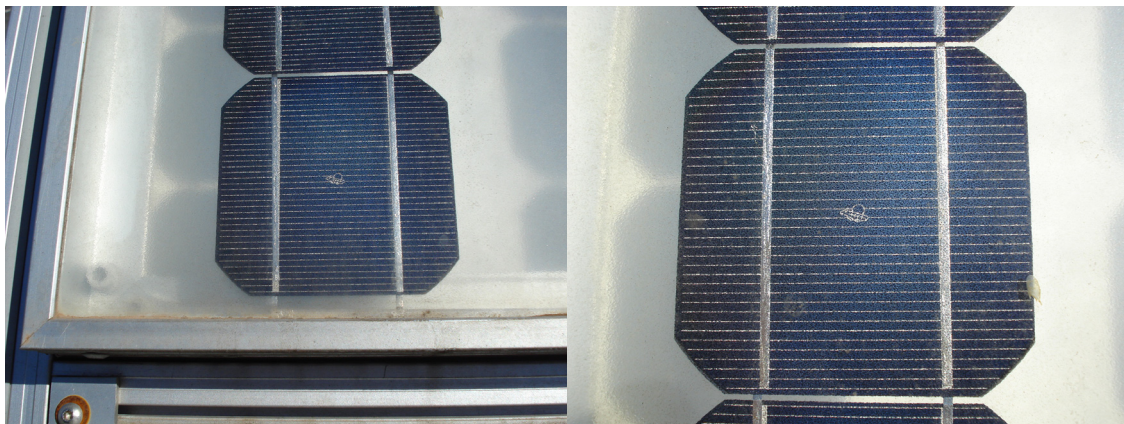


Figura 3.16. Detalhe do acúmulo de sujeira no vidro dos módulos fotovoltaicos.

Na Tabela 3.2, analisando os valores das características elétricas dos módulos fotovoltaicos concentradores, principalmente a corrente de curto-circuito, houve uma redução entre 4 % a 6 % (Diferença 1), e conseqüentemente, reduziu a potência elétrica dos módulos devido ao acúmulo de sujeira nos vidros. No caso dos módulos fotovoltaicos convencionais, houve uma redução da corrente de curto-circuito entre 5 % a 8 % (Diferença 1). Após os módulos serem limpos, não se observou redução na corrente de curto-circuito dos concentradores, mas os convencionais obtiveram uma redução em torno de 3 % (Diferença 2). Embora o

valor de 3 % seja da ordem de grandeza da incerteza na medida de módulos fotovoltaicos, o decaimento apresentado pelos módulos convencionais pode indicar uma degradação constante em células solares fabricadas em lâminas de silício tipo p, fato que não ocorre para lâminas do tipo n [49].

Tabela 3.2. Caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos concentradores e dos módulos fotovoltaicos convencionais.

	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	FF (%)	$\eta_{Mod}$ (%)	$P_{mp}$ (W)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)
<b>MEC-P 01</b>							
Antes	21,8	2,52	74,0	7,8	40,6	16,83	2,41
Depois Sujo	21,4	2,36	76,9	7,5	38,9	17,00	2,29
Depois Limpo	21,5	2,53	74,8	7,8	40,8	16,91	2,42
Diferença 1	-1,8 %	-6,4 %	+3,9 %	-3,9 %	-4,2 %	+1,0 %	-5,0 %
Diferença 2	-1,4 %	+0,4 %	+1,1 %	0 %	+0,5 %	+0,5 %	+0,4 %
<b>MEC-P 02</b>							
Antes	21,7	2,51	73,1	7,6	39,9	16,89	2,36
Depois Sujo	21,6	2,41	75,8	7,5	39,5	17,09	2,31
Depois Limpo	21,7	2,58	73,6	7,8	41,1	16,85	2,44
Diferença 1	-0,5 %	-4,0 %	+3,7 %	-1,3 %	-1,0 %	+1,2 %	-2,1 %
Diferença 2	0 %	+2,8 %	+0,7 %	+2,6 %	+3,0 %	-0,2 %	+3,4 %
<b>Módulo Convencional 111</b>							
Antes	20,6	2,10	76,7	11,8	33,3	16,91	1,97
Depois Sujo	20,9	1,99	79,1	11,7	32,9	17,33	1,90
Depois Limpo	20,6	2,03	77,8	11,5	32,6	17,04	1,91
Diferença 1	+1,5 %	-5,2 %	+3,1 %	-0,9 %	-1,2 %	+2,5 %	-3,6 %
Diferença 2	0 %	-3,3 %	+1,4 %	-2,5 %	-2,1 %	+0,8 %	-3,1 %
<b>Módulo Convencional 129</b>							
Antes	21,0	2,16	76,6	12,3	34,8	17,28	2,01
Depois Sujo	20,9	1,99	79,0	11,7	32,9	17,33	1,90
Depois Limpo	20,9	2,09	77,8	12,0	34,0	17,02	2,00
Diferença 1	-0,5 %	-7,9 %	+3,1 %	-4,9 %	-5,5 %	+0,3 %	-5,5 %
Diferença 2	-0,5 %	-3,2 %	+1,6 %	-2,4 %	-2,3 %	-1,5 %	-0,5 %

Notou-se que nos concentradores houve um aumento na média percentual em relação a Diferença 2, das características elétricas analisadas. Este aumento foi ocasionado a erros de medição de equipamento e também ao posicionamento dos módulos fotovoltaicos para medição no simulador solar. A redução da corrente de curto-circuito pode ser analisada também nas Figuras 3.17 a 3.20, que mostram as curvas I-V dos módulos desenvolvidos.



A deposição, no vidro dos módulos fotovoltaicos, de sujeira, incluindo poeira e a própria poluição atmosférica, afeta o funcionamento dos módulos. Segundo Vivar et al. [48], a sujeira acumulada na face frontal de módulos fotovoltaicos convencionais reduz a potência do sistema entre 2 % e 10 %.

Comparando os resultados de Vivar et al. [51] com os valores encontrados nos módulos concentradores e convencionais vemos que estão dentro da margem da redução da potência ocasionada pelo acúmulo de sujeira nos vidros. Outros autores também encontraram valores similares, como por exemplo, na Alemanha, Becker et al. [52] analisaram 2200 módulos fotovoltaicos convencionais instalados nos telhados de casas e observaram que houve uma redução em torno de 2 % a 6 % ocasionada pela sujeira acumulada nos vidros dos módulos. Hammond et al. [53] analisaram o efeito da sujeira em módulos fotovoltaicos convencionais instalados na *Arizona Public Service Company (APS)* e na *Solar Test and Research Center (STAR)* e neste caso, a corrente de curto-circuito do sistema foi analisada, apresentando perdas entre 2 % e 8 %. Haerberlin e Graf [54] instalaram e analisaram módulos fotovoltaicos convencionais e observaram uma redução de 8 % a 10 % na potência do sistema.

Por outra análise, Hegazi [55] verificou o efeito da sujeira sobre a transmitância de vidros limpos expostos em diferentes ângulos e, após 30 dias exposto à radiação solar, obteve uma redução da transmitância em torno de 27 %, 17 % e 3 %, para as inclinações dos vidros de 0°, 30° e 90°, respectivamente, ocasionadas pelo acúmulo de sujeira.

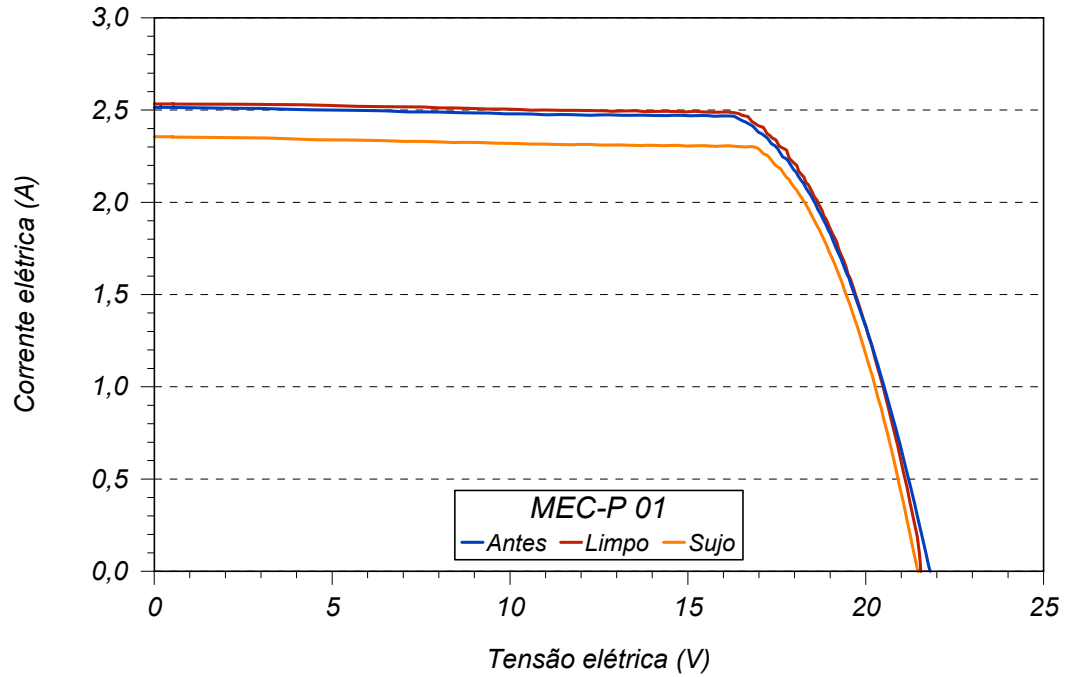


Figura 3.17. Curvas I-V do módulo MEC-P 01 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo.

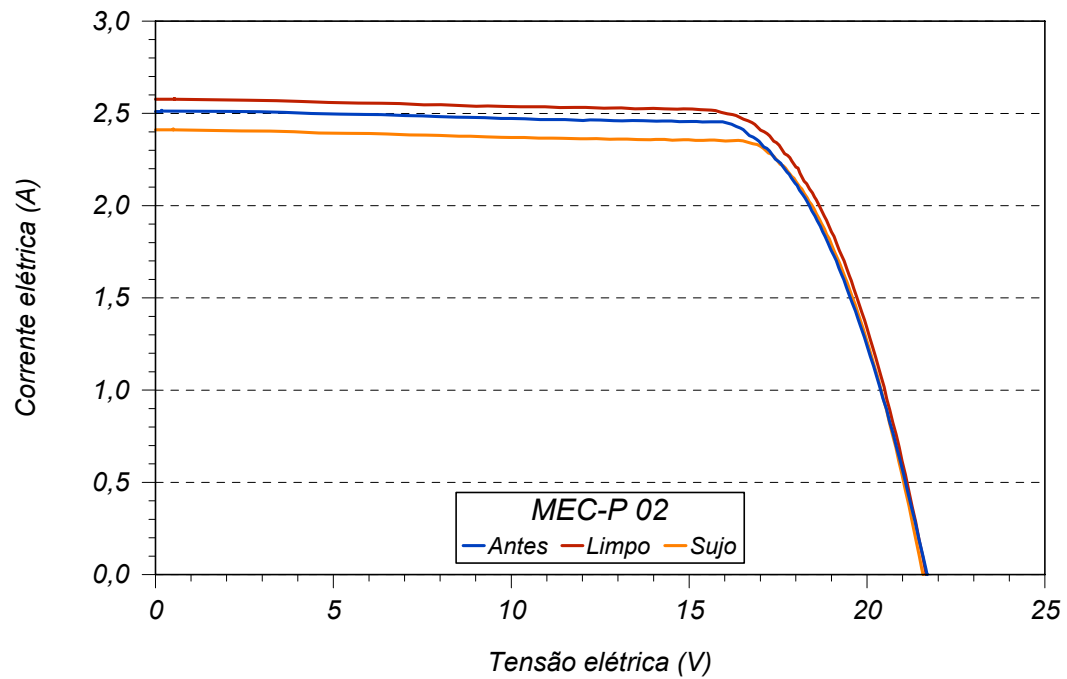


Figura 3.18. Curvas I-V do módulo MEC-P 02 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo.

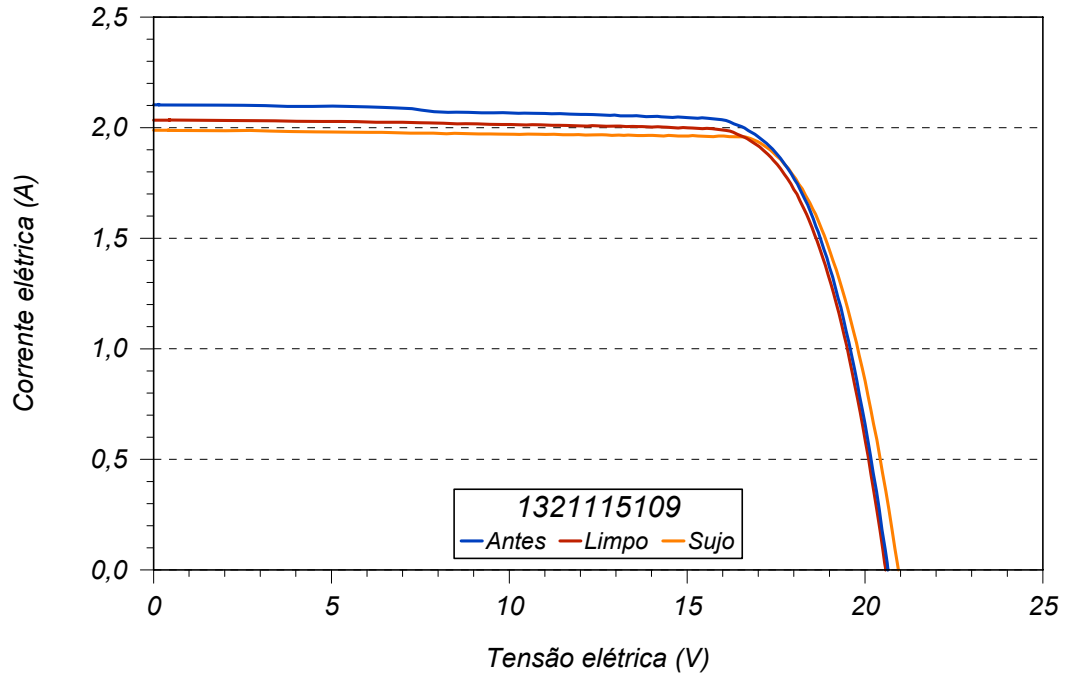


Figura 3.19. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 111 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo.

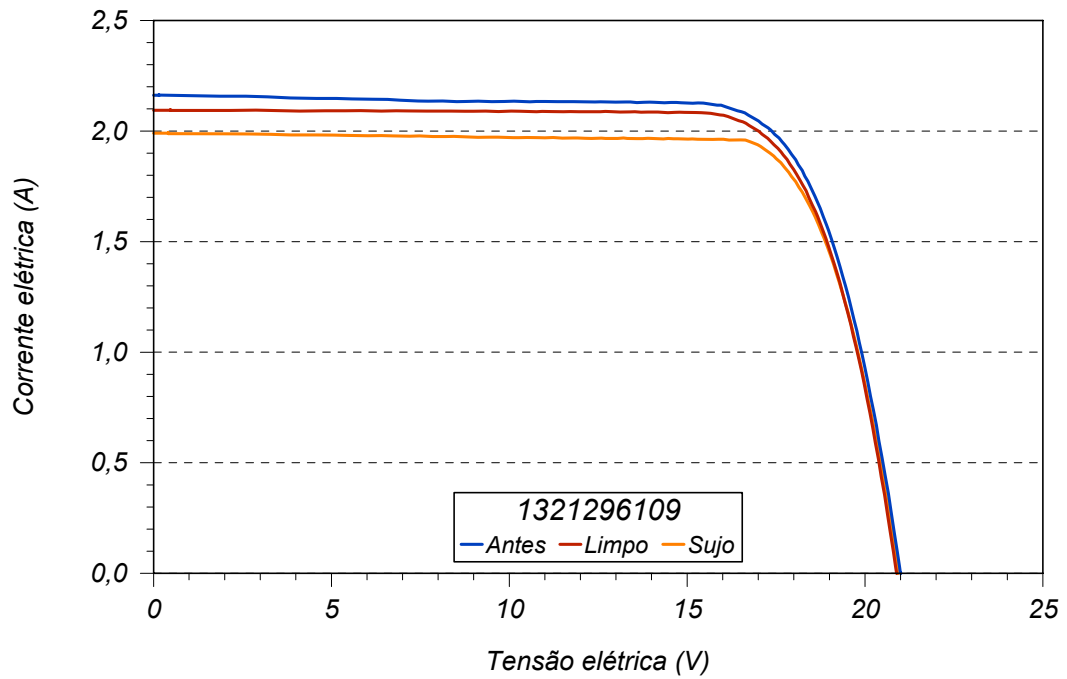


Figura 3.20. Curva I-V do módulo fotovoltaico convencional 129 antes da exposição à radiação solar e depois da exposição, limpo e sujo.

### 3.5. Temperatura de Operação dos Módulos Fotovoltaicos Concentradores e Convencionais

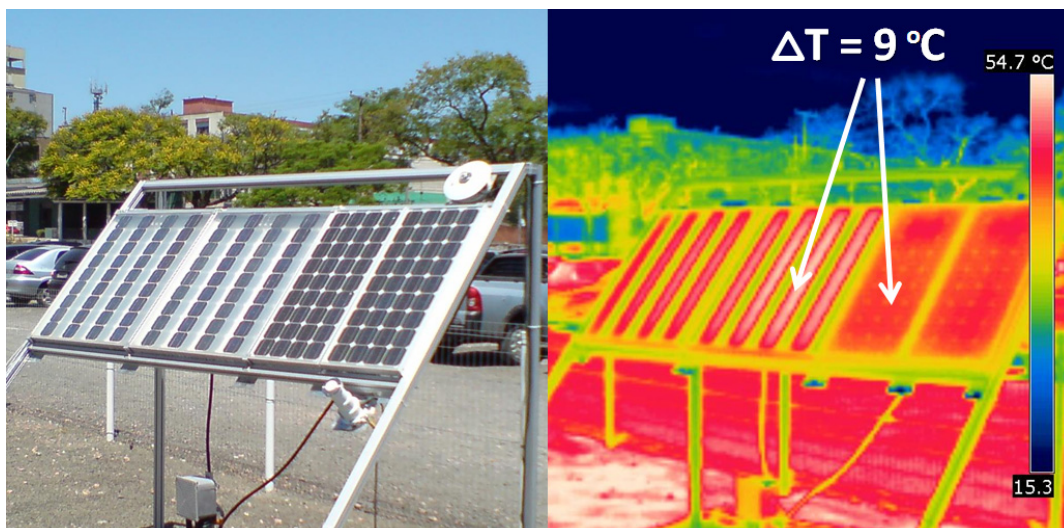
A temperatura do módulo fotovoltaico é um parâmetro de grande influência no funcionamento de sistemas fotovoltaicos, afetando a eficiência e a potência do sistema [56]. A análise de temperatura de operação das células solares (*Nominal Operating Cell Temperature* - NOCT) é medida nas seguintes condições: irradiância de  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambiente de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  e velocidade do vento de  $1 \text{ m/s}$ .

A temperatura de operação das células solares do módulo MEC-P foi avaliada por meio da análise termográfica com uma câmera de infravermelho FLIR modelo I60 tanto para os módulos fotovoltaicos convencionais quanto para os módulos fotovoltaicos concentradores. Foi comparada a temperatura estimada de operação das células solares entre os módulos fotovoltaicos convencionais e concentradores e também com a temperatura ambiente no dia e horário da análise termográfica.

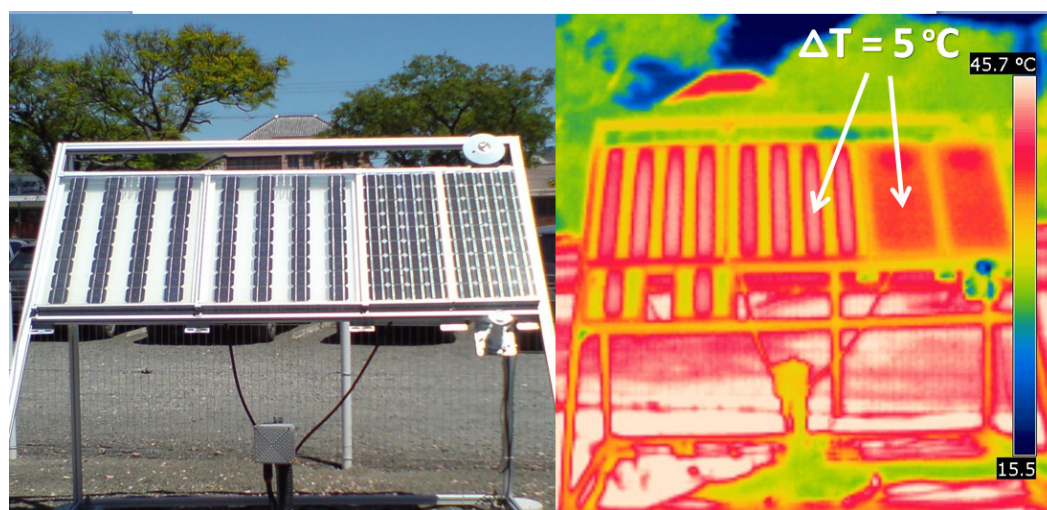
Em outubro de 2010, a diferença máxima entre a temperatura de operação do módulo fotovoltaico concentrador e do módulo fotovoltaico convencional foi de  $9 \text{ }^\circ\text{C}$ , num dia com pouca presença de nuvens. A temperatura ambiente e a irradiância foram de  $28 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $704 \text{ W/m}^2$ , respectivamente, nesse mesmo dia e horário. A temperatura estimada de operação das células solares do módulo concentrador foi de  $53 \text{ }^\circ\text{C}$  e do módulo convencional foi de  $44 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Para dezembro de 2010, a diferença máxima entre a temperatura de operação do módulo fotovoltaico concentrador e do módulo fotovoltaico convencional foi de  $5 \text{ }^\circ\text{C}$ , num dia com pouca presença de nuvens. A temperatura ambiente e a irradiância foram de  $26 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $711 \text{ W/m}^2$ , respectivamente, nesse mesmo dia e horário. A temperatura estimada de operação das células solares do módulo concentrador foi de  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  e do módulo convencional foi de  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ .

A Figura 3.21 mostra os gradientes de temperatura dos módulos fotovoltaicos e, em destaque a diferença máxima da temperatura de operação das células solares.



(a)



(b)

Figura 3.21. Imagem termográfica dos módulos MEC-P e convencionais em (a) outubro de 2010 e (b) em dezembro de 2010, destacando a diferença de temperatura.

Comparando os resultados de temperatura dos módulos fotovoltaicos encontrados, observa-se que são semelhantes às encontradas por outros autores, como por exemplo, Krenzinger [57], que verificou que a temperatura de operação das células solares para módulos fotovoltaicos com células bifaciais, era de 41 °C. Ele estudou módulos fotovoltaicos com células bifaciais instalados sobre superfícies brancas, os refletores de albedo. Para módulos fotovoltaicos monofaciais, a temperatura da célula era entre 40 °C e 45 °C. Já Moehlecke [1], previu que a célula solar bifacial em um módulo MEC-P chegaria a uma NOCT de 50 °C. Em protótipos do MEC-P, Febras [3] analisou a temperatura de operação, usando a medida da

tensão de circuito aberto de células solares monofaciais. Obteve que a temperatura de operação das células solares era 15 °C a 26 °C acima da temperatura ambiente. Em Madri, Zanesco [28], mediu o valor da temperatura de operação das células solares bifaciais do módulo fotovoltaico concentrador PEC-44D por meio da medida da tensão de circuito aberto de uma célula calibrada, e obteve um valor de 41 °C, concluindo que a temperatura de das células bifaciais no PEC-44D é menor que a temperatura das células monofaciais em módulos convencionais. Garcia e Balenzategui [58] analisaram vários tipos de módulos fotovoltaicos convencionais e obtiveram valores da diferença da temperatura de operação das células solares com a temperatura ambiente variando entre 28 °C e 31 °C.

### **3.6. Estimativa de Custos de Fabricação de Protótipos MEC-P**

Foram realizados os cálculos de custo de fabricação de módulos fotovoltaicos com células bifaciais e refletor difuso. Para os cálculos, consideraram-se células solares  $p^+nn^+$  desenvolvidas no projeto FINEP 1359/08, “Desenvolvimento de Tecnologias Industriais de Fabricação de Células Solares e Módulos Fotovoltaicos” [48]. As instalações do NT-Solar tem capacidade de produção limitada pelo processo de deposição de filme antirreflexo devido a existência de somente um equipamento de evaporação de  $TiO_2$ . Deste modo, o máximo processamento anual seria de 152.500 lâminas de silício. No entanto, foi considerada uma ampliação do laboratório, considerando-se o número de equipamentos necessários para uma produção anual de aproximadamente  $1,01 \times 10^6$  células de 80 mm x 80 mm e neste caso a produção anual seria de 1,14 MW em módulos MEC-P.

Para fabricar células solares bifaciais, a única modificação no processo é a deposição de filme antirreflexo em ambas as faces. Isto faz com que o custo final da célula solar bifacial seja 10 % maior que o da monofacial. Em uma produção industrial em larga escala e com equipamentos de alta produtividade esta diferença seria menor ou até desprezível.

Para comparar módulos convencionais e MEC-P no que se refere a custos foram considerados:

- células solares bifaciais com valor 10% superior ao de monofaciais produzidas no NT-Solar;
- os mesmos custos para módulo convencional e MEC-P na soldagem automática das células solares para formação das tiras, pois equipamento e uso de materiais são os mesmos;
- na soldagem manual, a quantidade de fita de 5 mm de largura usada para conectar as tiras de células foi praticamente duplicada;
- na laminação, as áreas do módulo convencional e do MEC-P e o preço do vidro temperado de alta transparência, EVA e Tedlar transparente, normalmente, 2 % a 3 % mais caro que o Tedlar branco fornecidos pela mesma empresa;
- na montagem, que o módulo MEC-P utiliza uma maior quantidade de perfis de alumínio devido às dimensões do módulo e porque são usados dois perfis em cada dimensão, o dobro de cantoneiras e de rebites usados em módulos convencionais; também se duplicou o consumo de silicone de vedação; considerou-se uma chapa de alumínio de 770 mm x 680 mm x 2 mm, com 2,83 kg, sendo que o valor do alumínio em chapa considerado foi de R\$ 11,00 + 5 % de IPI (imposto sobre produto industrializado); para a tinta branca *Hammerite*<sup>®</sup>, do fabricante *Tintas Coral*<sup>®</sup>, o valor é de aproximadamente R\$ 46,00 por 0,9 L no varejo; para uma chapa de alumínio usada no módulo MEC-P, foram necessários da ordem de 0,4 L e considerou-se R\$ 23,00 pela pintura de chapa, com tinta e mão-de-obra.

A Figura 3.22 resume os custos envolvidos em cada etapa da fabricação de módulos fotovoltaicos. Os custos apresentados são relativos ao custo de fabricação de um módulo fotovoltaico convencional no NT-Solar. Como se pode ver na Figura 3.22, a fabricação de módulos MEC-P aumentaria em 9 % o custo do Wp. Se fossem fabricadas células solares de mesmo custo que as monofaciais fabricadas no NT-Solar, os módulos denominados MEC-P 2 resultariam em um custo por watt-pico 5 % maior que o produzido por módulos convencionais, devido principalmente aos custos envolvidos na montagem do módulo, isto é, custo do duplo perfil e chapa de alumínio.

Cabe comentar que os valores apresentados somente são uma estimativa dos custos envolvidos. Para uma produção industrial, as questões de escala deverão ser consideradas bem como os custos da instalação dos módulos de maior área que

os convencionais para a mesma potência produzida. Da mesma forma, células solares bifaciais mais eficientes e de menor custo podem reduzir o custo dos módulos fotovoltaicos MEC-P.

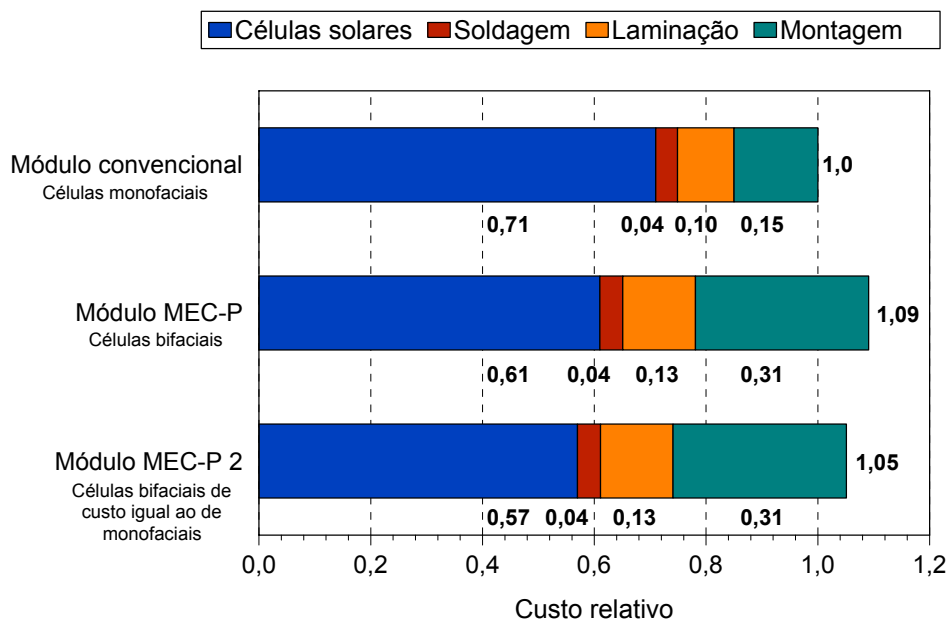


Figura 3.22. Custos relativos do processo de fabricação de módulos fotovoltaicos com células  $p^{+}nn^{+}$  monofaciais e bifaciais: o custo em Wp de cada módulo está dividido pelo custo do Wp do módulo convencional.



## **4. APLICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONCENTRADORES ESTÁTICOS EM SISTEMAS ISOLADOS**

### **4.1. Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos Isolados**

Dois sistemas fotovoltaicos isolados constituídos de módulos fotovoltaicos, baterias, controlador de carga e carga foram montados e os parâmetros elétricos e irradiância total foram monitorados por um período de aproximadamente 18 meses.

Uma estrutura de alumínio foi desenvolvida para a instalação externa dos módulos fotovoltaicos concentradores estáticos planos e módulos fotovoltaicos convencionais, com orientação para o norte e com um ângulo de inclinação de 48°. Na instalação, os dois módulos fotovoltaicos concentradores e os dois convencionais foram ligados em paralelo. Na mesma estrutura e no mesmo plano foram instalados um piranômetro e um radiômetro ultravioleta. A Figura 4.1 mostra a estrutura com os módulos fotovoltaicos e os aparelhos para medição devidamente instalados.

Os sistemas fotovoltaicos isolados foram desenvolvidos com base em trabalhos prévios de Zanesco et al. [43], cujo dimensionamento do sistema foi apresentado no Capítulo 3. Zanesco et al. [43] dimensionaram um sistema para Porto Alegre para  $LLP = 10^{-2}$ , com  $C_S = 7$ . Utilizaram no sistema dois módulos fotovoltaicos convencionais de 50 Wp e duas baterias estacionárias com tensão de 12 V ligadas em paralelo, totalizando uma capacidade máxima de 300 Ah. A capacidade das baterias encontrada foi de 1,81 kWh/dia ( $6,52 \times 10^6$  J/dia). A demanda foi de 0,30 kWh/dia ( $1,08 \times 10^6$  J/dia), que corresponde a quatro lâmpadas com potência de 20 W, acesas por 3 horas e 42 minutos após o Sol se pôr. O par  $C_A-C_S$  foi recalculado para o sistema utilizando o método A, proposto por Zanesco et al. [43] e com a demanda de 0,30 kWh/dia ( $1,08 \times 10^6$  J/dia) e para a cidade de

Porto Alegre (latitude de  $30^\circ$ ). Foram calculados os parâmetros  $a$  e  $b$ , a partir da Tabela 2.4, correspondente ao método A. Os valores encontrados foram  $a = 0,71145$  e  $b = 0,02714$ , para uma LLP igual a  $10^{-1}$  e  $a = 0,94605$  e  $b = 0,21946$ , para uma LLP igual a  $10^{-2}$ . A irradiação diária média anual sobre uma superfície na horizontal em Porto Alegre é de  $4,46 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,61 \times 10^7 \text{ J/m}^2$ ). Utilizando a Equação 2.16, determinou-se a curva de isoprobabilidade, isto é, os pares  $C_A \times C_S$  e os resultados são mostrados na Figura 4.2.

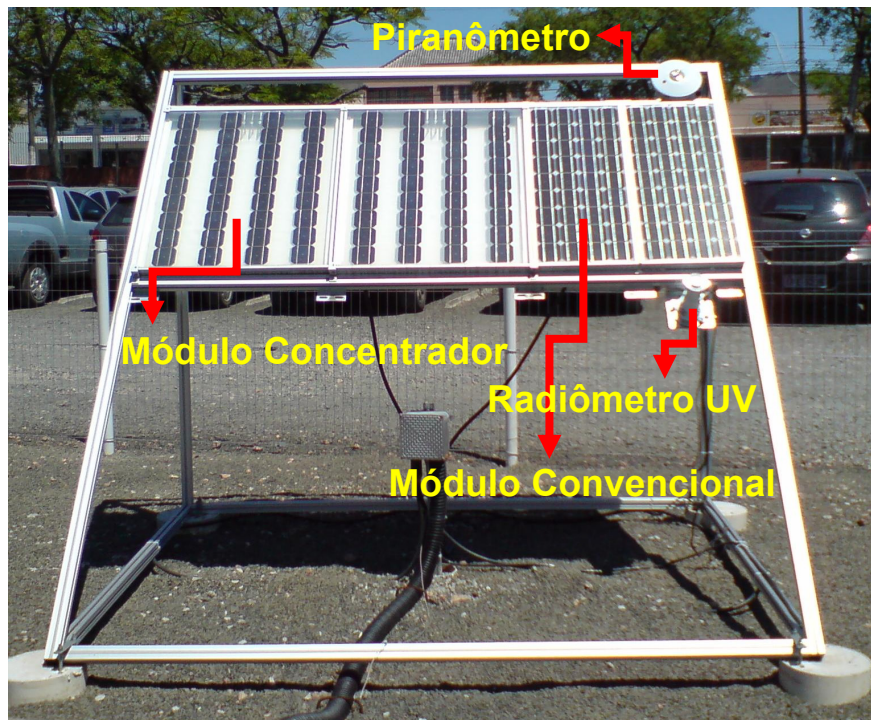


Figura 4.1. Estrutura de alumínio com os módulos fotovoltaicos e os aparelhos para medição instalados.

Para os sistemas instalados neste trabalho, manteve-se a mesma demanda energética e a mesma capacidade do banco de baterias. Por meio da Equação 2.4 e considerando-se a potência de  $68,1 \text{ Wp}$  (calculada pela soma das potências individuais de cada módulo, o que corresponde a uma eficiência de  $12,1 \%$ ), para o sistema com módulos convencionais, a  $C_A$  é de  $1,03$ , para a  $LLP = 10^{-1}$ . Para o caso do sistema com módulos concentradores, com potência estimada de  $80,5 \text{ Wp}$  (eficiência de  $7,5 \%$ ), a  $C_A$  é de  $1,21$ , próximo da curva da isoprobabilidade para  $LLP = 10^{-2}$ , como pode ser visto na Figura 4.2. Deste modo, espera-se que o sistema com módulos convencionais, por ter uma potência  $15 \%$  inferior tenha um maior

número de dias sem suprimento de energia elétrica para o sistema isolado. No entanto, optou-se não aumentar a potência do sistema com módulos convencionais para permitir a comparação dos sistemas com a mesma área de células solares.

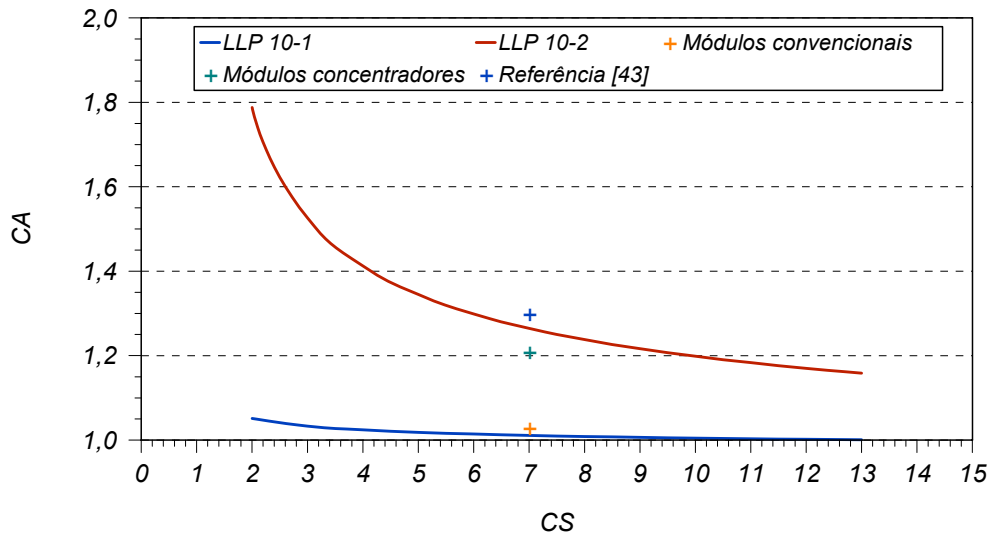


Figura 4.2. Curva de isoprobabilidade para o sistema fotovoltaico isolado em Porto Alegre para  $LLP = 10^{-1}$  e  $LLP = 10^{-2}$ , dimensionado a partir do Método A. Os pontos marcados correspondem aos pares  $C_A$ - $C_S$  do sistema com módulos convencionais (68,1 W), do sistema com módulos concentradores (80,5 W) e de um sistema com módulos convencionais (100 W) analisado em outro trabalho [43].

Cada sistema, além dos módulos fotovoltaicos possuía um controlador de carga, uma contatora, um temporizador (*timer*) programável, duas baterias de 150 Ah ligadas em paralelo e quatro lâmpadas fluorescentes tubulares de 20 W. A cada lâmpada foram associados inversores com entrada de 12 V, marca RCG. O controlador de carga era da marca Unitron, próprio para baterias de chumbo ácido de 12 V, podendo-se utilizar módulos de até 150 W e controlar correntes elétricas de até 10 A, simultaneamente. O temporizador e a contatora utilizaram energia elétrica proveniente da rede elétrica da concessionária (220 V) e tinham a função de ligar e desligar as lâmpadas. As lâmpadas eram acesas por 3 horas e 42 minutos durante a noite. O sistema de medição também possuía dois resistores, um conectado em série ao módulo fotovoltaico e o outro conectado em série às baterias para permitir a medição da corrente elétrica via medida da queda de tensão nos resistores. A Figura 4.3 mostra os componentes utilizados internamente no sistema fotovoltaico isolado.

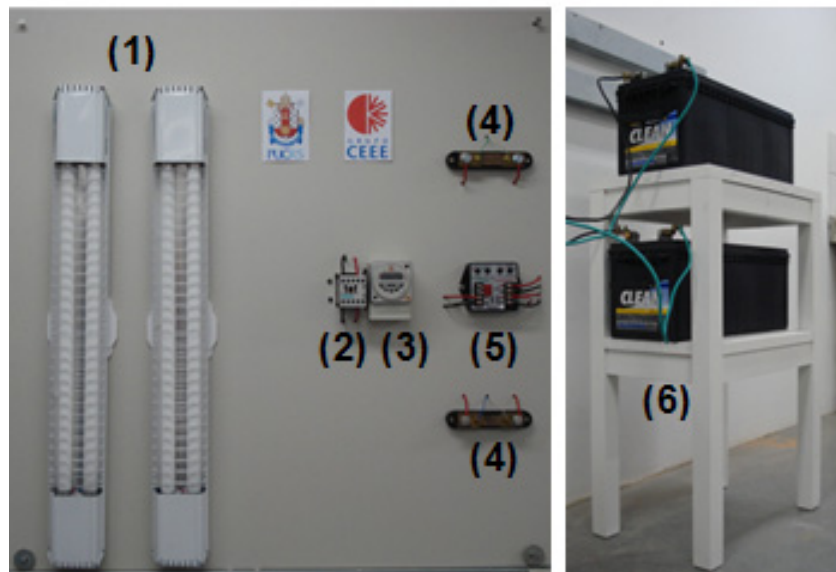


Figura 4.3. Componentes internos do sistema fotovoltaico isolado: lâmpadas fluorescentes e inversores (1), contatora (2), temporizador (3), resistores (4), controlador de carga (5) e banco de baterias (6).

Para caracterizar experimentalmente os principais parâmetros do sistema fotovoltaico isolado, foi implementado um sistema de aquisição de dados automatizado. Os principais equipamentos utilizados no sistema de aquisição de dados foram um microcomputador e um módulo de aquisição de dados Agilent 34970-A com o multiplexador Agilent 34901A, acoplado. A comunicação entre os dois dispositivos foi realizada através da interface GPIB modelo Agilent 82341C. A Figura 4.4 mostra o módulo de aquisição de dados e a placa multiplexadora. As medições foram realizadas a cada 10 minutos.



Figura 4.4. Multímetro e a placa multiplexadora para o sistema de aquisição de dados.

Foram monitoradas a corrente e a tensão elétrica geradas pelos módulos bem como a tensão das baterias. A corrente elétrica foi medida por meio da diferença de

potencial sobre um resistor, da marca Keithley, modelo 1651, cuja resistência é de  $1\text{ m}\Omega \pm 1\%$ . A corrente elétrica que passa pelas lâmpadas também foi medida da mesma forma que a corrente que entra na bateria, a fim de determinar o número de horas que a carga solicita energia e o sistema não fornece.

A irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos foi medida com um piranômetro Eppley PSP e a radiação ultravioleta foi medida com um radiômetro ultravioleta Eppley TUVR.

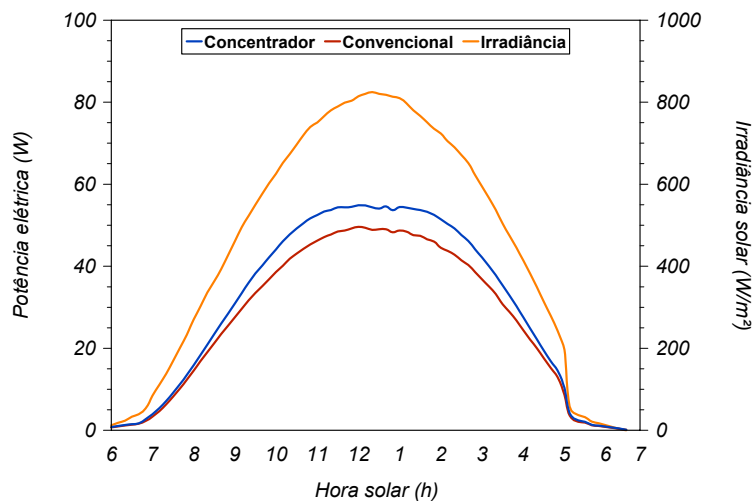
A irradiância solar total no plano inclinado, a irradiância ultravioleta, a corrente elétrica dos módulos, a tensão nos módulos, a tensão no banco de baterias e a corrente injetada nas baterias e na carga foram medidas a cada 10 min. Os sistemas fotovoltaicos isolados foram monitorados durante 18 meses e 12 dias.

#### **4.2. Resultados e Análise**

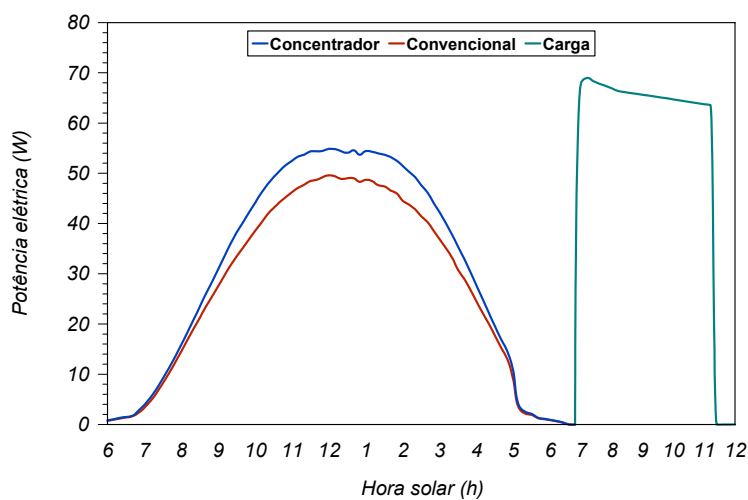
Os dados obtidos a cada 10 minutos foram analisados em base horária e mensal. Na Figura 4.5, é ilustrado o comportamento dos módulos fotovoltaicos e dos sistemas para um dia com pouca presença de nuvens.

Os resultados foram integrados para um mês e a Figura 4.6 apresenta a energia elétrica produzida e armazenada em cada sistema fotovoltaico. A produção de energia elétrica foi calculada multiplicando-se a tensão elétrica pela corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos quando estavam carregando as baterias e integrando os resultados no intervalo de tempo de um mês.

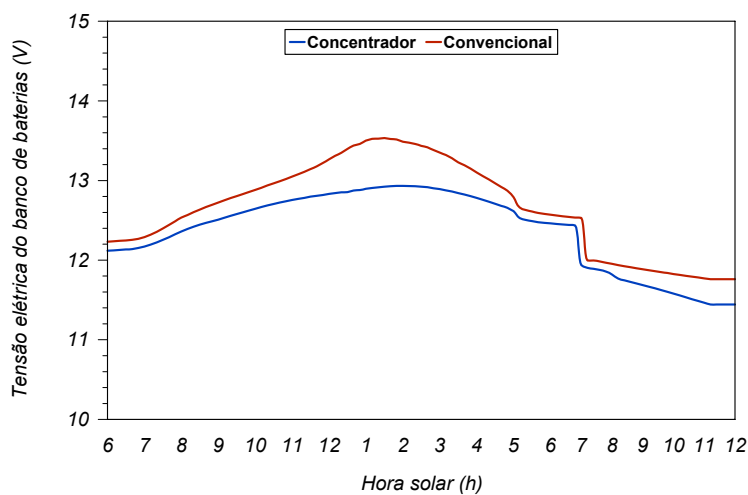
Como era esperado, a energia elétrica produzida pelo sistema com concentradores foi maior que a do sistema com módulos convencionais devido a diferença de 15 % na potência instalada. No período de 18 meses e 12 dias, a energia elétrica média mensal produzida pelos sistemas foi de  $(6,3 \pm 1,6)$  kWh para o sistema com concentradores e de  $(5,2 \pm 1,5)$  kWh para o com módulos convencionais. A energia produzida pelo sistema com concentradores no período



(a)



(b)



(c)

Figura 4.5. (a) Irradiância solar e potência elétrica dos módulos fotovoltaicos, (b) potência elétrica dos módulos fotovoltaicos e das cargas dos sistemas fotovoltaicos isolados e (c) tensão dos bancos de baterias para um dia com pouca presença de nuvens em 21/10/2010.

analisado foi, em média, 13,5 % maior. Somente em um mês, em junho de 2011, o sistema com módulos convencionais produziu mais energia elétrica do que o concentrador. Neste mês houve um problema ocasionado pelo controlador de carga do sistema isolado com módulos concentradores, pois o mesmo estava danificado, fazendo com que a contatora não acionasse a carga (lâmpadas), mantendo as baterias carregadas. O controlador não acionava as lâmpadas, mas controlava a tensão das baterias, oscilando entre carregar e não carregar as baterias em função da tensão destas. A curva de potência dos sistemas fotovoltaicos com concentradores e com módulos convencionais pode ser visualizada na Figura 4.7, onde se observa que em um dia sem nuvens e elevada irradiância solar, ocorre a intermitência do processo de carga das baterias devido ao corte proporcionado pelo controlador de carga do sistema com concentradores. Cabe também observar que no mês de novembro de 2011, houve uma grande diferença dos valores da energia elétrica produzida entre os módulos concentradores e os convencionais devido a um defeito do controlador de carga do sistema com módulos convencionais.

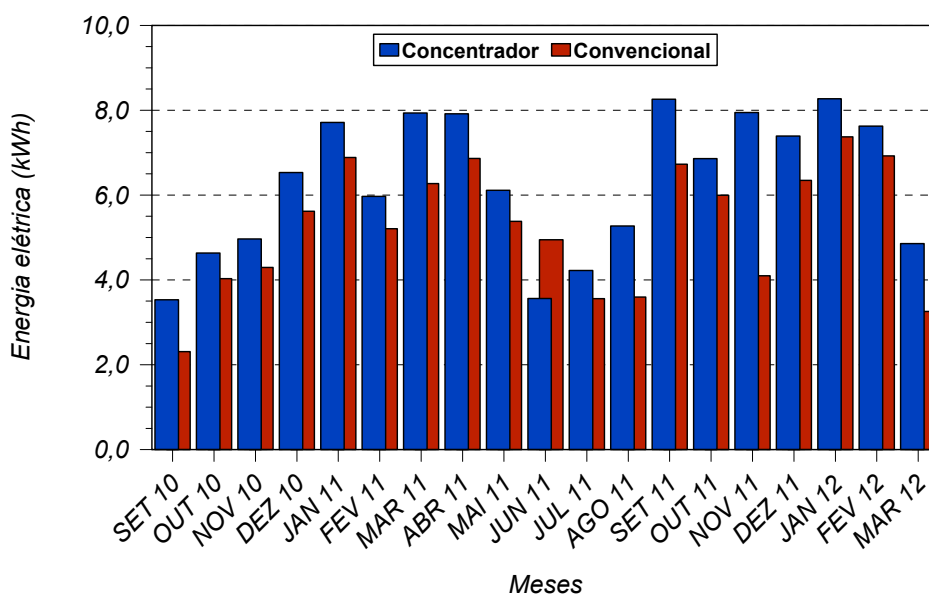


Figura 4.6. Energia elétrica produzida e armazenada pelos sistemas fotovoltaicos durante o período de exposição à radiação solar.

No período de exposição à radiação solar de 18 meses e 12 dias, em 11 meses e 12 dias o sistema operou com a mesma carga, ou seja, com a potência total de 80 W das lâmpadas ligadas durante a noite, no período de 3 horas e 42

minutos. Nos sete meses de operação, com diferentes cargas dos sistemas, ocorreram problemas originados dos controladores de carga, dos inversores e das lâmpadas fluorescentes. Foram trocados dois controladores de carga, dois inversores e duas lâmpadas. A Figura 4.8 apresenta a energia elétrica produzida pelos sistemas somente nos períodos com cargas iguais. Para estes períodos, o sistema com módulos MEC-P produziu em média 15,4 % a mais de energia que o sistema com módulos convencionais.

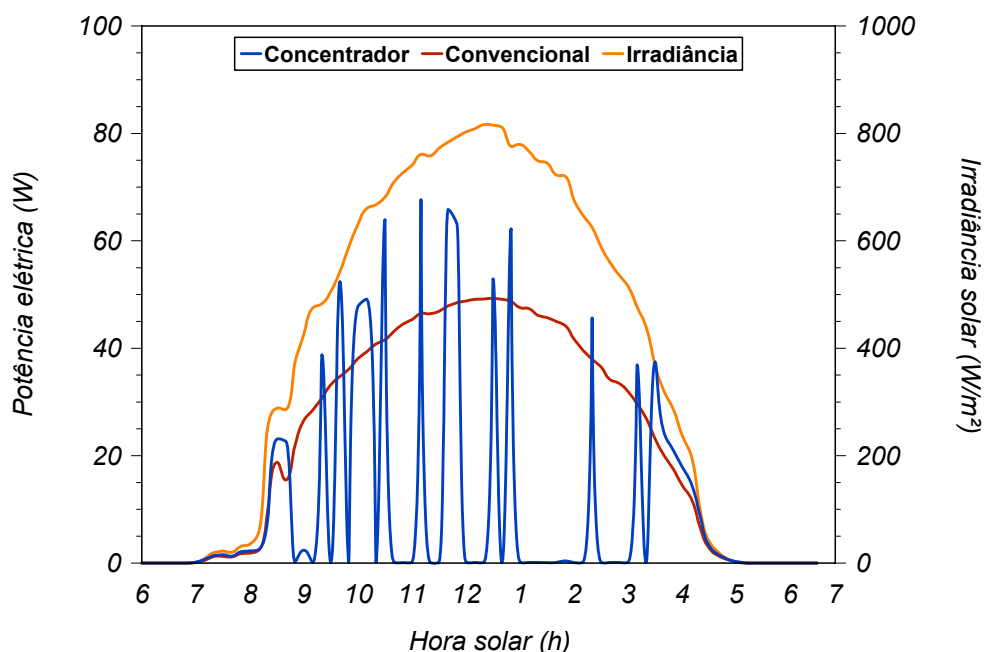


Figura 4.7. Irradiância solar e a potência elétrica produzida pelos módulos concentradores e convencionais, devido à intermitência do processo de carga das baterias do sistema com módulos concentradores em 09/06/2011.

As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam a tensão média do banco de baterias de cada sistema fotovoltaico para todo o período analisado e para os meses com carga semelhante, respectivamente. A tensão média para o sistema com concentradores foi de  $(13,1 \pm 0,4)$  V e para o sistema com módulos convencionais foi  $(13,3 \pm 0,6)$  V, valores muito próximos e definidos pelo controlador de carga utilizado. Para o período com cargas iguais para ambos os sistemas, a tensão média foi similar.

O aumento da tensão do banco de baterias no sistema com módulos concentradores, no mês de junho de 2011, foi devido ao defeito do controlador de carga do sistema. E, no mês de novembro de 2011, foi exatamente ao contrário do



caso anterior, por causa do defeito do controlador de carga do sistema com módulos convencionais.

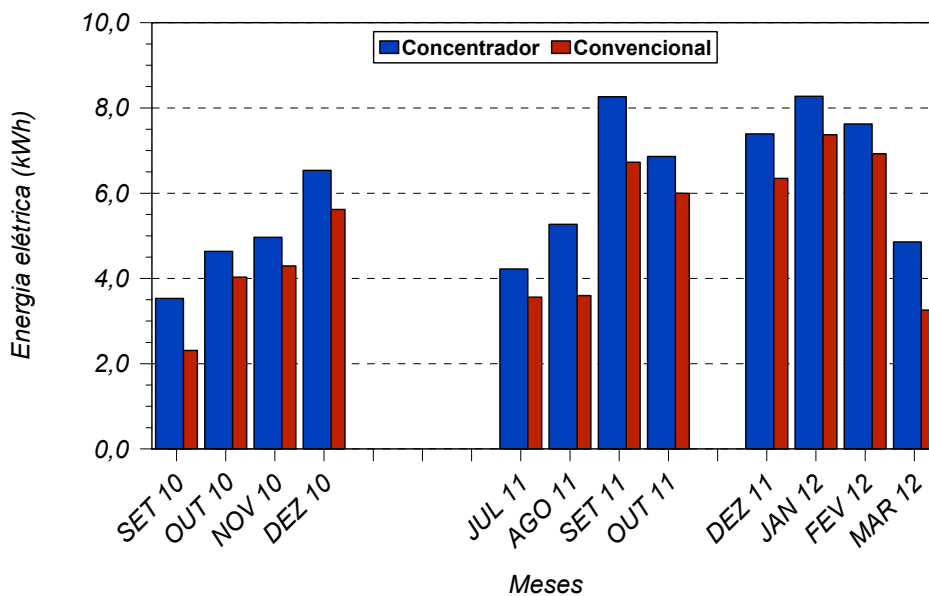


Figura 4.8. Energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos concentradores e os módulos fotovoltaicos convencionais durante o período em que as cargas foram semelhantes.

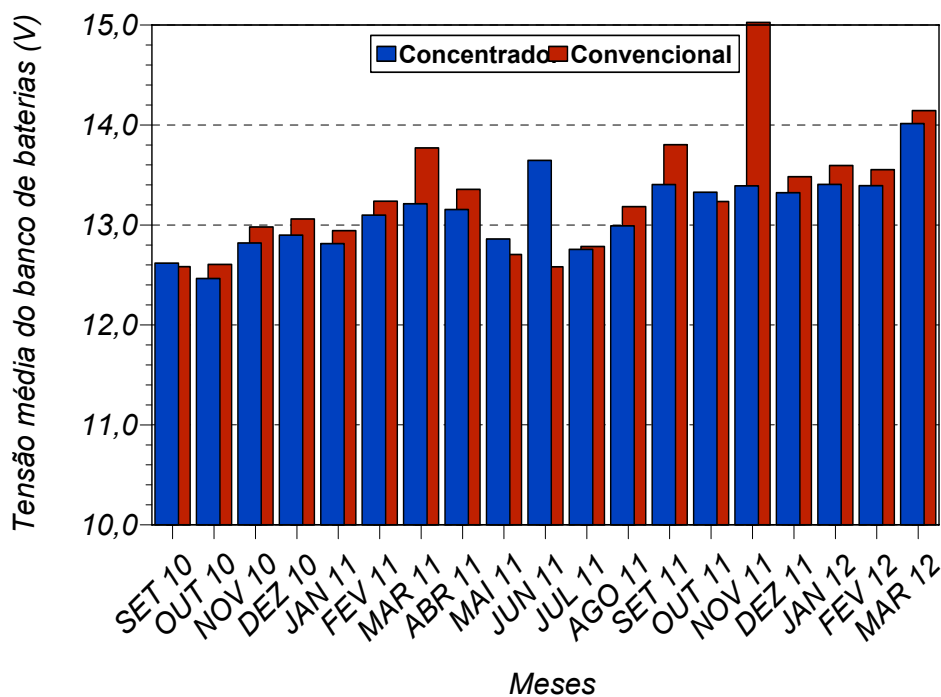


Figura 4.9. Tensão média do banco de baterias dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais de setembro de 2010 a março de 2012.

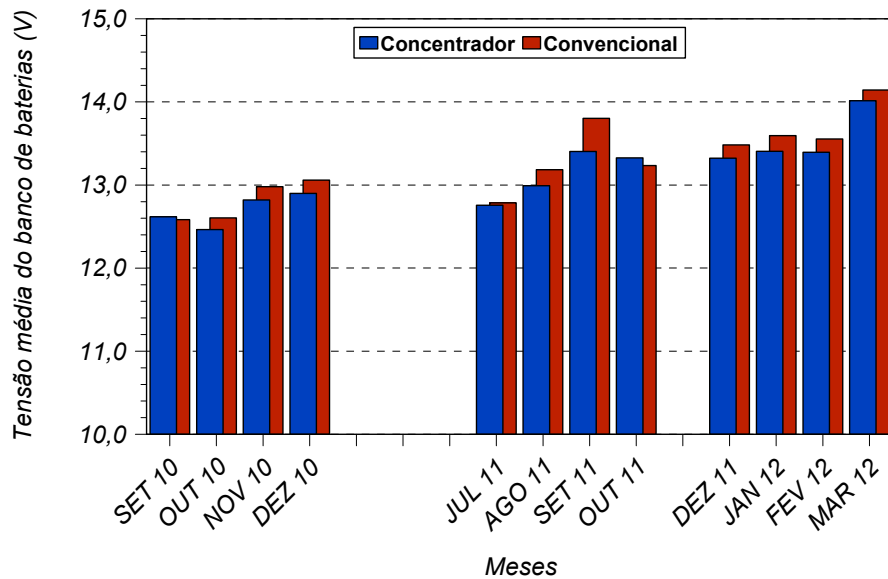


Figura 4.10. Tensão média do banco de baterias dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais para os meses com cargas semelhantes.

A eficiência média mensal dos sistemas foi obtida calculando-se a razão entre a energia elétrica produzida e armazenada e a irradiação solar média mensal na superfície dos módulos. Os valores de energia elétrica são os apresentados na Figura 4.6 e os de irradiação solar foram usados os resultados da Figura 3.14. A área do painel fotovoltaico com módulos concentradores é de  $1,07 \text{ m}^2$  e a do painel com módulos convencionais é de  $0,56 \text{ m}^2$ . A eficiência média mensal é apresentada na Figura 4.11. O valor médio para todo o período analisado foi de  $(6,1 \pm 0,9) \%$  e  $(10,4 \pm 1,6) \%$  para os sistemas com concentradores e módulos convencionais, respectivamente. Para o período com carga semelhante, conforme mostrado na Figura 4.12, a eficiência média do sistema com concentradores subiu para  $(6,5 \pm 1,0) \%$  e a do sistema com dispositivos convencionais subiu para  $(11,0 \pm 1,5) \%$ . Deste modo, a eficiência média dos sistemas ficou de 1 % a 2 % absolutos abaixo da eficiência dos módulos fotovoltaicos medidos em condições padrão. Um dos fatores que explica tal diferença pode ser atribuído ao fato da eficiência dos módulos ser medida em condições de temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e os módulos operarem em temperaturas da ordem de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  acima da temperatura ambiente. Além disto, no sistema há perdas resistivas e principalmente as perdas associadas ao controlador de carga. Por último, cabe destacar que a eficiência calculada considera o quanto de energia elétrica está sendo usada para carregar as baterias e no caso de dias como

o registrado na Figura 4.7, a energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos não foi contabilizada, reduzindo a eficiência do sistema. As baixas eficiências observadas em junho de 2011 para o sistema com concentradores e em novembro de 2011 para o sistema com módulos convencionais são devidas aos problemas de falta de acionamento das cargas.

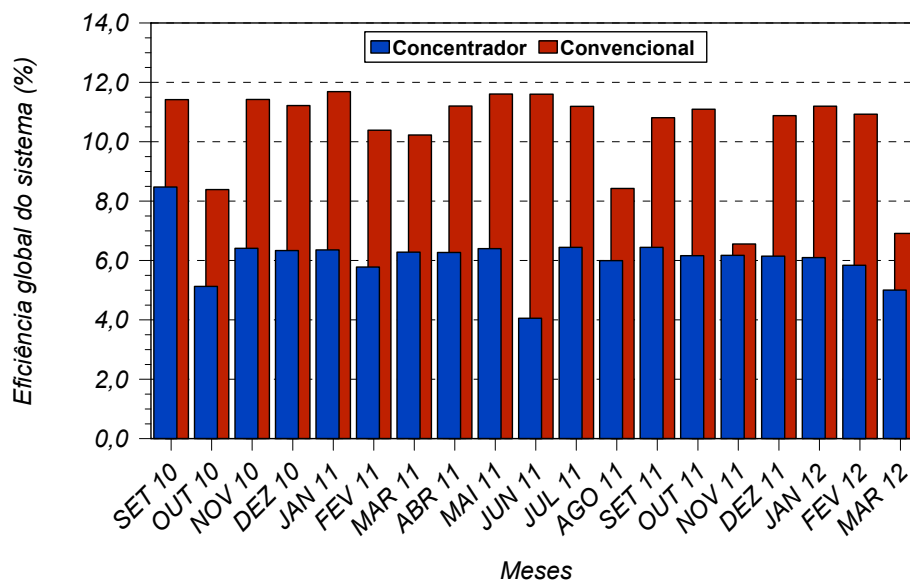


Figura 4.11. Eficiência dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais durante o período de exposição à radiação solar.

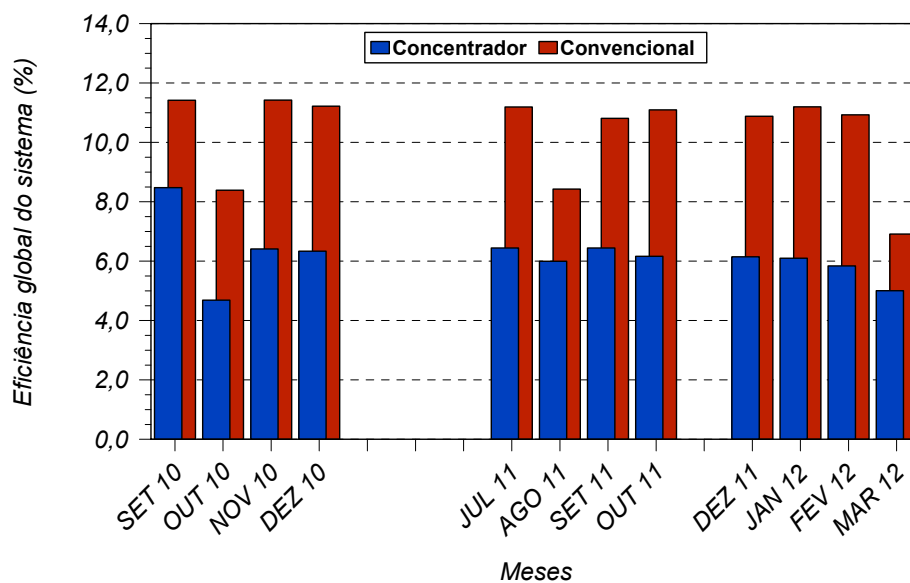


Figura 4.12. Eficiência média mensal dos sistemas fotovoltaicos isolados com módulos concentradores e módulos convencionais durante o período com cargas semelhantes.

A produtividade de um sistema fotovoltaico, isto é, a razão entre a energia elétrica produzida e a potência instalada do sistema é um parâmetro bastante usado para caracterizar sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. No caso dos sistemas analisados, como as cargas não foram constantes durante todo o período de exposição à radiação solar e a diferença foi de 15 % na potência do sistema resulta em condição de produção de energia diferenciada para armazenamento nas baterias e este parâmetro não seria adequado. No entanto, calculou-se o mesmo para os meses em que as cargas foram semelhantes e os resultados estão resumidos na Figura 4.13. Ambos os sistemas apresentaram uma produtividade média de 73 kWh/kWp, mas com um desvio padrão da média maior que 20 kWh/kWp.

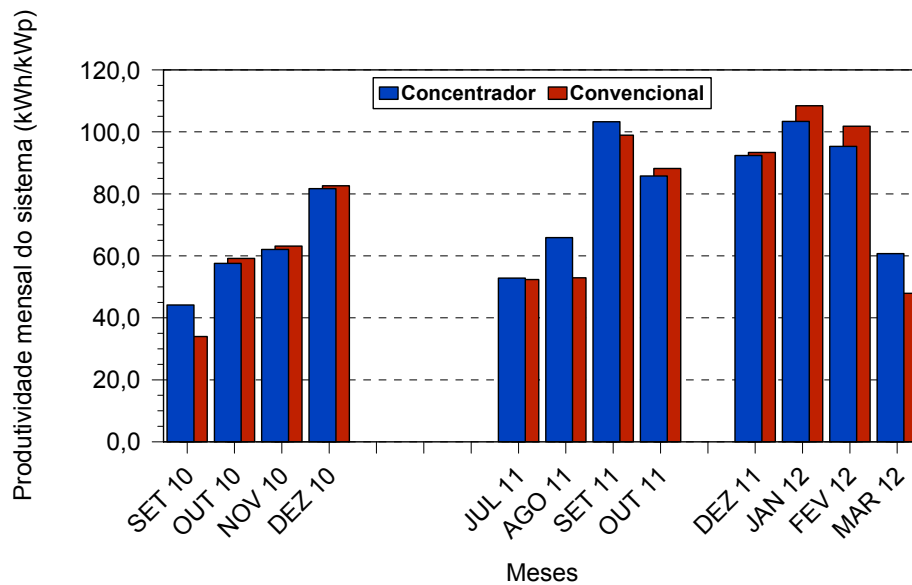


Figura 4.13. Produtividade mensal dos sistemas fotovoltaicos isolados nos meses em que havia cargas semelhantes.

## 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Pela primeira vez foram fabricados, caracterizados e instalados em sistemas fotovoltaicos módulos concentradores com refletor difuso acoplado e células solares bifaciais. Dois módulos fotovoltaicos concentradores com refletor difuso pintado de branco foram construídos com as dimensões de 775 mm x 690 mm x 70 mm (comprimento x largura x espessura) e com 36 células solares bifaciais de 80 mm x 80 mm, soldadas em série. A montagem dos módulos seguiu um processo similar ao usado na fabricação de módulos convencionais tendo-se o dobro de alumínio para colocação do refletor, uma chapa de alumínio pintada com uma tinta branca comercial *Hammerite*<sup>®</sup>, do fabricante *Tintas Coral*<sup>®</sup> e usando-se um filme transparente na face posterior das células bifaciais.

Com células cuja eficiência média foi de  $(13,8 \pm 0,2) \%$  e  $(13,2 \pm 0,2) \%$  para iluminação pela face frontal e posterior, respectivamente, fabricou-se um módulo de eficiência igual a 7,8 % e potência de 40,6 Wp. Com células de  $(13,7 \pm 0,2) \%$  (frontal) e  $(13,1 \pm 0,3) \%$  (posterior), a eficiência alcançada pelo módulo foi de 7,6 % e a potência foi de 39,9 Wp. Esta eficiência foi obtida com o módulo montado e a reflexão da radiação no plano de alumínio branco está considerada.

O custo do watt-pico da fabricação de módulos MEC-P aumentaria em 9 %. Se fossem fabricadas células solares de mesmo custo que as monofaciais fabricadas no NT-Solar, os módulos denominados MEC-P 2 resultariam em um custo por watt-pico 5 % maior que o produzido por módulos convencionais. Para uma produção industrial, as questões de escala deverão ser consideradas bem como os custos da instalação dos módulos de maior área que os convencionais para a mesma potência produzida. Da mesma forma, células solares bifaciais mais

eficientes e de menor custo podem reduzir o custo dos módulos fotovoltaicos MEC-P.

Por análise termográfica dos módulos fotovoltaicos concentradores e módulos fotovoltaicos convencionais com o mesmo tipo de vidro e EVA, estimou-se que a temperatura de operação das células solares bifaciais foi da ordem de 5 °C a 9 °C maior que a de células solares monofaciais em módulos convencionais.

Os módulos fotovoltaicos concentradores e módulos convencionais com a mesma área de células operaram em sistemas fotovoltaicos isolados por 18 meses e 12 dias, de setembro de 2010 a março de 2012, instalados em Porto Alegre, com inclinação de 48°, orientados para o Norte geográfico. Neste período, foram submetidos à irradiação total de 1857 kWh/m<sup>2</sup> (6,68 x 10<sup>9</sup> J). Com concentradores, a potência do sistema foi de 80,5 Wp e com módulos convencionais foi de 68,1 Wp.

Durante o período de monitoramento, os módulos concentradores não apresentaram nenhum tipo de degradação, tanto referente à delaminação ou mesmo degradação do conjunto laminado e do refletor difuso em consequência de intempéries. Cabe salientar também que a vedação dos módulos foi eficiente, não apresentando qualquer tipo de umidade na parte interna dos concentradores. A eficiência dos módulos concentradores diminuiu de 1,3 % a 3,9 % devido à sujeira acumulada nos vidros, valores similares aos observados nos módulos convencionais. Depois da limpeza dos vidros, constatou-se que a eficiência dos módulos concentradores não apresentou degradação ou inclusive aumentou de 2,6 %, mas este valor está dentro da incerteza de medidas de eficiência de módulos fotovoltaicos.

Em relação aos sistemas fotovoltaicos, durante o período de operação foram medidos a cada 10 minutos a irradiância (total e ultravioleta) no mesmo plano dos módulos fotovoltaicos, a tensão do banco de baterias, a corrente elétrica na carga (lâmpadas) e a tensão e corrente elétricas dos módulos fotovoltaicos. Alguns problemas relacionados a falhas e mau funcionamento de equipamentos do sistema ocorreram, prejudicando o monitoramento contínuo do sistema de aquisição de dados e a análise dos resultados obtidos. Estas falhas foram desconsideradas e os

módulos foram analisados para a situação de cargas semelhantes para ambos os sistemas. Em relação à energia elétrica produzida e armazenada, como era esperado pela diferença de 15 % em potência, o sistema com módulos concentradores obteve uma maior produção, mas obteve uma menor eficiência total do sistema, pois a área dos módulos fotovoltaicos convencionais é menor que a área dos módulos concentradores. O sistema fotovoltaico isolado instalado com módulos MEC-P apresentou uma eficiência média mensal de  $(6,5 \pm 1,0)$  % no período em que a carga foi mantida constante. Para o sistema com módulos convencionais, a eficiência média mensal foi de  $(11,0 \pm 1,5)$  %. As eficiências dos sistemas ficaram abaixo das obtida com os módulos MEC-P foi devida à maior temperatura de operação, a maior refletância da radiação solar quando os módulos são instalados no plano inclinado e há variação do ângulo de incidência durante o dia, às perdas resistivas no sistema e porque no cálculo da eficiência do sistema foi considerada a energia elétrica produzida e armazenada. A tensão média nos bancos de baterias foi similar para ambos os sistemas, pois a capacidade estava projetada para sete dias sem produção de energia elétrica (sete dias “sem Sol”).

Para continuidade deste trabalho, sugere-se implementar o módulo fotovoltaico concentrador estático plano em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Com isso, o comportamento do MEC-P seria comparado entre os dois sistemas: sistema fotovoltaico isolado e sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Outra sugestão seria desenvolver um perfil de alumínio com a finalidade de não projetar sombra sobre a parte posterior das células solares bifaciais.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MOEHLECKE, A.; Krenzinger, A. Modules assembled with diffuse reflectors for photovoltaic bifacial cells. In: **10th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 1991, Lisboa. 1991, p.967-970.
- [2] SILVEIRA, H. **Otimização do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático Plano Modificado**. Porto Alegre. 2003. 86p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais). Faculdade de Engenharia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.
- [3] FEBRAS, F. S. **Desenvolvimento de Módulos Fotovoltaicos Concentradores Estáticos com Refletor Difuso**. Porto Alegre. 2008. 87p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais). Faculdade de Engenharia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.
- [4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Resumos: NB - 10899/TB328, Rio de Janeiro, 2005.
- [5] SWANSON, R. M. The promise of concentrators. **Progress in Photovoltaics: Research and Application**, v. 8, p.93-111, 2000.
- [6] WINSTON, R.; WELFORD, W. T. **High Collection Nonimaging Optics**. San Diego: Academic Press, 1989. 248p.
- [7] MOEHLECKE, A.; et al. Photovoltaic module with coloured diffuse reflector. In: **17th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2001, Munique. 2001, p. 785-787.



[8] LORENZO, E. **Electricidad Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos**. Sevilla: Progensa, 1994. 338p.

[9] LUQUE, A. **Solar Cells and Optics for Photovoltaic Concentration**. Bristol e Filadélfia: Adam Hilger, 1989. 531p.

[10] HERMENEAN, I. S.; Visa, I.; Diaconescu, D. V. On the geometric modellig of a concentrating PV-mirror system. In: **Bulletin of the Transilvania University of Brasov**, 2009, p.73-80.

[11] CHEMISANA, D. Building integrated concentrating photovoltaics: a review. In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2011, Lleida, 2011, p.603-611.

[12] SLADE, A.; Garboushian, V. 500x silicon concentrator cells and 20 % modules for mass production. In: **22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 2007, Milão. 2007, p.879-882.

[13] CARLSSON, C.; Schubert, B.; Werner, J. H. Static V-trough concentrators under Stuttgart insolation conditions. In: **20th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 2005, Barcelona, 2005, p.2418-2421.

[14] HAKENJOS, A.; Wüllner, J.; Lerchenmüller, H. Field performance of Flatcon high concentration photovoltaic systems. In: **22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference**, 2007, Milão. 2007, p.156-159.

[15] KEMMOKU, Y.; et al. Modelling of module temperature of a concentrator PV system. In: **19th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2004, Paris. 2004, p.2568-2571.

[16] MUHAL, H.; et al. A cost effective silicon based concentrator system at 120x. In: **24th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2009, Hamburgo. 2009, p.774-776.

- [17] FROMER, N.; et al. Soliant energy concentrator module performance and comparison to silicon flat panel performance. In: **34<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, 2009. Monrovia. 2009, p.2467-2470.
- [18] WHITFIELD, G. R.; et al. The development and testing of small concentrating PV systems. **Solar Energy**, v. 67, p.23-34, 1999.
- [19] ANTONINI, A.; et al. Rondine PV concentrators: field results and developments. **Progress in Photovoltaics: Research and Application**, v. 17, p.451-459, 2009.
- [20] ANTONINI, A.; et al. Rondine PV concentrators: field results and innovations. In: **24th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2009, Hamburgo. 2009, p.150-155.
- [21] LUQUE, A.; et al. Some results of the EUCLIDES photovoltaic concentrator. **Progress in Photovoltaics: Research and Application**, v. 5, p.195-212, 1997.
- [22] BOWDEN, S.; et al. High efficiency photovoltaic roof tile with static concentrator. In: **Conference Record of the Twenty Third IEEE**, 1993, Louisville. 1993, p.1068-1072.
- [23] FRAIDENRAICH, N. Analytic solutions for the optical properties of V-trough concentrators. **Applied Optics**, v. 31, p.131-139, 1992.
- [24] FRAIDENRAICH, N. Design procedure of V-trough cavities for photovoltaic systems. **Progress in Photovoltaics: Research and Application**, v. 6, p.43-54, 1998.
- [25] FRAIDENRAICH, N. **Estudo Teórico-experimental de um Sistema Fotovoltaico Acoplado a Concentradores Tipo V**. Porto Alegre. 1994. 239p. Tese (Doutorado em Engenharia). Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

- [26] KLOTZ, F. H.; et al. Field test results of the Archimedes photovoltaic V-trough concentrator system. In: **17th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2001, Munique. 2001, p.492-495.
- [27] KLOTZ, F. H.; Mohring, H. Integrated parabolic trough (IPT) for low concentration systems - operation experiences in south and central Europe. In: **22th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2007, Milão. 2007, p.140-143.
- [28] ZANESCO, I. **Concentradores Estáticos con Células Bifaciales para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Madri. 1996. 155p. Tese (Doutorado em Engenharia). Universidad Politécnica de Madrid.
- [29] ZANESCO, I.; Moehlecke, A.; Severo, T. C. Static concentrator PEC-44D optimized for stand-alone systems in Brazil. In: **17th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2001, Munique. 2001, p.788-791.
- [30] SEVERO, T. C. **Desenvolvimento do Módulo Fotovoltaico Concentrador HELIUS para Sistemas Autônomos**. Porto Alegre. 2005. 115p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais). Faculdade de Engenharia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.
- [31] SEVERO, T. C.; et al. Desenvolvimento do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático Helius 33X para Sistemas Autônomos. In: **II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Latino-Americana da ISES**, 2008, Florianópolis. 2008, p.1-9.
- [32] MALLICK, T. P.; et al. Design and fabrication of low concentrating second generation PRIDE concentrator. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 91, p.597-608, 2007.
- [33] FEBRAS, F.S.; Moehlecke, A.; Zanesco, I. Experimental study of static concentrator modules with diffuse reflector. In: **24th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2009, Hamburgo. 2009, p.807-810.

[34] SIEFER, G.; Bett, A. W. Experimental comparison between the power outputs of Flatcon modules and silicon flat plate modules. In: **Conference Record of the Thirty-first IEEE**, 2005, USA. 2005, p.643-646.

[35] LUQUE, A.; Hegedus, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Inglaterra: Wiley, 2003. 1179p.

[36] ZANESCO, I.; et al. Static concentrator PV module optimized for façades. In: **20th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2005, Barcelona. 2005, p.1-4.

[37] PIEGARI, L.; et al. Sizing guidelines for stand-alone systems supplied by photovoltaic arrays. In: **2nd International Conference on Modern Power Systems MPS**, 2008, Cluj-Napoca. 2008, p.241-246.

[38] BLASQUES, L. C. M.; Pinho, J. T. Software for the Analysis of Economic Feasibility of Photovoltaic Systems for Electricity Generation. In: **V CLAGTEE - Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission**, 2003, São Pedro. 2003, p.1-7.

[39] BARRA, L.; et al. An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant. **Solar Energy**, v. 33, p.509-514, 1984.

[40] BARTOLI, B.; et al. The design of photovoltaic plants: an optimization procedure. **Applied Energy**, v. 18, p.37-47, 1984.

[41] ZANESCO, I.; et al. Analytic Method for Sizing Stand-Alone Systems in Brazil. In: **19th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2004, Paris. 2004, p. 2375-2378.

[42] JANNUZZI, G. M.; VARELLA, F. K. O. M.; GOMES, R. D. M. Avaliação dos sistemas individuais de geração de energia elétrica com fontes intermitentes - SIGFI's. Campinas: IEI, 2009. 40p.

[43] ZANESCO, I.; et al. Experimental evaluation of an analytic method for sizing stand-alone PV systems. In: **20th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2005, Barcelona. 2005, p.1-4.

[44] CAMARGO, J. C.; Silva, E. P.; Apolinario, F. R. Potencial fotovoltaico no uso rural para o estado de São Paulo. In: **Encontro de Energia no Meio Rural**, 2000, Campinas. 2000, p.1-5.

[45] BLASQUES, L. C. M.; Vale, S. B.; Pinho, J. T. Sistema Solar Fotovoltaico para Geração de Eletricidade na Estação Científica Ferreira Penna do Museu Paraense Emílio Goeldi, Caxiuana - Pará. In: **I Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2007, Fortaleza. 2007, p.1-7.

[46] OLIVIERI, M. M. A.; et al. Comparação entre Dois Tipos de Sistemas Fotovoltaicos Individuais Adequados para Eletrificação Rural. In: **III Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2010, Belém. 2010, p.1-12.

[47] VERA, L. H.; Krenzinger, A. Comparação entre Valores Simulados e Medidos para um Sistema Fotovoltaico Autônomo. In: **I Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2007, Fortaleza. 2007, p.1-10.

[48] ZANESCO, I; MOEHLECKE, A. Desenvolvimento de tecnologias industriais de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos. Porto Alegre: PUCRS, 2011. 347p. (Relatório Final convênio FINEP 1359/08).

[49] MOEHLECKE, A.; Zanesco, I. Development of Silicon Solar Cells and Photovoltaic Modules in Brazil: Analysis of a Pilot Production. **Materials Research**, v. 15, p.581-588, 2012.

[50] ZHAO, J.; Green, M. A. Optimized antireflection coatings for high-efficiency silicon solar cells. **IEEE Trans. Electron**, v. 38, p.1925-1934, 1991.

[51] VIVAR, M.; et al. Effect of soiling in PV concentrators: mechanisms of light dispersion and real Field performance of soiled flat modules and CPV's. In: **23th European Photovoltaics Solar Energy Conference**, 2008, Valencia. 2008, p.142-145.

[52] BECKER, H.; et al. Reduced output of solar generators due to pollution. In: **14th European Photovoltaics Solar Energy Conference and Exhibition**, 1996, Barcelona. 1996.

[53] HAMMOND, R.; et al. Effects of soiling on PV module and radiometer performance. In: **26th European Photovoltaics Solar Energy Conference and Exhibition**, 1997, Anaheim. 1997, p.1121-1124.

[54] HABERLIN, H.; Graf, J. D. Gradual reduction of PV generator yield due to pollution. In: **2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, 1998, Viena. 1998.

[55] HEGAZY, A. A. Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors. **Renewable Energy**, v. 22, p.525-540.

[56] NISHIOKA, K., et al. Field-test analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 75, p.665-671, 2003.

[57] KRENZINGER, A. **Contribución al Diseño de Sistemas Fotovoltaicos con Paneles Bifaciales en Combinación con Reflectores Difusos de Caracter General**. Madri, 1987. Tese (Doutorado em Engenharia). Universidad Politécnica de Madrid.

[58] GARCIA, M. C. A.; Balenzategui, J. L. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations. **Renewable Energy**, v. 29, p.1997-2010, 2004.