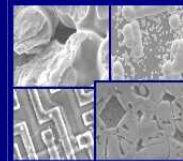




PUCRS

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

DESENVOLVIMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONCENTRADORES ESTÁTICOS COM REFLETOR DIFUSO

Filipe Sehn Febras

**Porto Alegre
2008**

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL

**DESENVOLVIMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
CONCENTRADORES ESTÁTICOS COM REFLETOR DIFUSO**

Filipe Sehn Febras

Graduado em Engenharia Mecânica

Orientador: Prof. Dr. Adriano Moehleck

Co-orientadora: Profa. Dra. Izete ZanESCO

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

**Porto Alegre
2008**

“Quem escala o Himalaia não se agarra ao dinheiro. O maratonista não corre atrás do lucro. O guerreiro, que estende o risco ao limite extremo, não mira o pagamento. O alvo é a glória, recompensa muito maior que os bens materiais.”

(Luis Eduardo Soares, André Batista e Rodrigo Pimentel)

DEDICATÓRIA

Dedico aos meus pais, Dagmar Sehn e Nelson Maia, por me incentivarem e me apoiarem em cumprir mais essa etapa e por serem a base e espelho da minha vida. Dedico também aos outros integrantes da casa: Otto, Dogão e Toquinho Flash pelo desestress que me proporcionaram ao longo dessa etapa.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente ao Professor Doutor Paulo Renato Perez dos Santos e à Professora Doutora Maria Ângela Vaz dos Santos pela grande ajuda na etapa inicial.

Ao Professor Doutor Adriano Moehlecke e à Professora Doutora Izete Zanesco pelo projeto, aprendizado e orientação.

À Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D pelo incentivo financeiro de meus estudos durante todo o Mestrado.

Aos principais colegas de Graduação e do Mestrado: Arthur Bortolin Beskow, Evandro Hendler Brambila e Marcelo Parmentier Carvalho por me incentivarem e apoiarem ao longo do Mestrado.

Aos colegas e amigos do Núcleo Tecnológico de Energia Solar: Adriano-Diettrich, Ana Paula-Aninha, Dario-Slot, Denise-Dê, Eduardo-Zenza, Elias-Maluco, Gabriel-Colega Querido e Prestativo, Gabriela-Gabyyy, Jaqueline-Jaque, Juliane-Jú, Marcia-Mááárcia, Moussa-Boy Ly, Paula-Pááááula, Rita-Ritinha, Rodrigo-Cima, Sérgio-Serjeta, Sílvio-Silveta, Thalisson-Tháááálisson e Tiago-Gordinho.

Aos principais amigos: Artur, Daniel, Fernanda, Francesco, Gabriel, Gilles, Juarez, João Gilberto, Lilian, Mateus, Pâmela, Piero, Roberto, Rodolfo, Thainá, Viviane por acreditarem em mim e em especial à Rita Engel pelo amor, carinho, compreensão e grande apoio nessa reta final.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	3
AGRADECIMENTOS	4
SUMÁRIO	5
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE TABELAS.....	12
LISTA DE SÍMBOLOS	13
RESUMO	15
ABSTRACT	17
1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	19
1.1. Justificativas	19
1.2. Objetivos.....	20
2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONCENTRADORES ESTÁTICOS 21	
2.1. Módulo Fotovoltaico	21
2.2. Módulos Fotovoltaicos Concentradores Estáticos.....	21
2.2.1. Concentração óptica e geométrica	21
2.2.2. Módulo Concentrador Estático Tipo CPC	22
2.2.3. Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático HELIUS	24
2.2.4. Módulo Micro-Concentrador Estático.....	25
2.2.5. Módulo Concentrador Estático com Células na Vertical e com Região Posterior Branca ou Transparente.....	26
2.2.6. Módulo concentrador estático com refletor posterior com sulcos em formato “V”.....	26
2.2.7. Módulo concentrador estático com refletores com sulcos em formato “V” assimétricos.....	30
2.2.8. Módulo concentrador estático com rede prismática.....	32
2.2.9. Módulo concentrador estático RX-RXI.....	33
2.2.10. Módulo Concentrador Estático Plano	34
2.2.10.1. Módulo concentrador estático plano modificado	34
2.2.10.2. Módulo concentrador estático plano com refletores difusos coloridos.....	38

2.2.10.3. Aplicações de módulos concentradores estáticos planos com células bifaciais	39
---	----

3. FABRICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE PROTÓTIPOS DE MEC-P	42
3.1. Descrição dos Protótipos.....	42
3.2. Análise de Tintas Comerciais para Refletor	44
3.2.1. Análise de Refletância	44
3.2.2. Análise do Envelhecimento das Tintas Comerciais para Refletor.....	47
3.2.2.1. Teste de exposição à condições externas.....	47
3.2.2.2. Teste de exposição à radiação ultravioleta	49
3.3. Montagem dos Protótipos	52
3.3.1. Caracterização das Células Solares.....	52
3.3.2. Laminação	55
3.3.3. Calibração das Células Solares.....	59
3.3.4. Montagem e Instalação dos Protótipos.....	61
3.3.5. Análise dos Resultados	64
3.3.5.1. Protótipo B com tiras orientadas no eixo leste-oeste.....	64
3.3.5.2. Protótipo B com tiras orientadas no eixo norte-sul	69
3.3.5.3. Protótipo A com tiras orientadas no eixo leste-oeste.....	73
3.3.5.4. Protótipo A com tiras orientadas no eixo norte-sul	76
3.3.5.5. Comparação entre protótipos	79
4. CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS....	81
4.1. Conclusões.....	81
4.2. Propostas para Trabalhos Futuros.....	82
5. REFERÊNCIAS	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Módulo concentrador estático tipo CPC [4].	23
Figura 2.2. Módulo fotovoltaico concentrador estático PEC-44D [4].	24
Figura 2.3. (a) Seção transversal do módulo concentrador HELIUS 31Y e (b) representação do módulo inclinado com um ângulo de 48° e dos raios incidentes na abertura de entrada [6].	25
Figura 2.4. Módulo fotovoltaico micro-concentrador estático [7].	25
Figura 2.5. Esquema do concentrador estático com células dispostas na vertical [8].	26
Figura 2.6. Detalhe dos módulos FPSC com (a) células monofaciais e (b) bifaciais, à direita [9].	27
Figura 2.7. Módulo concentrador estático FPSC com células monofaciais [9].	27
Figura 2.8. Esquema do módulo concentrador estático com refletor com sulcos em formato "V", analisado por Weber [10].	28
Figura 2.9. Detalhe das dimensões do módulo concentrador estático com refletor em formato "V" [10].	29
Figura 2.10. Seção transversal do módulo LTC [12].	30
Figura 2.11. Detalhe dos sulcos do módulo concentrador LTC [12].	31
Figura 2.12. Concentração óptica integrada anual em função da refletância da superfície posterior para o módulo LTC para diferentes ângulos dos sulcos em formato "V" [12].	31
Figura 2.13. (a) Módulo PAC, (b) detalhe lateral do módulo PAC com a reflexão interna total e (c) esquema do módulo PAC [13].	32
Figura 2.14. Protótipo do módulo PAC [13].	33
Figura 2.15. Módulo concentrador estático RX-RXI com células bifaciais [14].	33
Figura 2.16. Módulo concentrador estático plano [15].	34
Figura 2.17. Primeiro protótipo, com células bifaciais circulares, do módulo concentrador estático plano [15].	35
Figura 2.18. Configurações selecionadas para a determinação do fator de visão entre duas superfícies [7].	35

Figura 2.19. Comparação dos três métodos para o cálculo do fator de visão em relação à altura do módulo MEC-P [7].	35
Figura 2.20. Comparação dos três métodos para o cálculo do fator de visão em relação à variação da aresta da superfície refletora difusa [7].	36
Figura 2.21. Esquema do módulo MEC-P modificado e parâmetros: distância entre as tiras de células (dcc) e espessura do módulo (h).	37
Figura 2.22. Comparação entre o fator de visão correspondente à tira de células central e da borda, em função da espessura do módulo MEC-P. Foi considerada uma superfície refletora com refletância de 75 % com uma área de 1200 mm x 100 mm [7].	37
Figura 2.23. Concentração óptica em função da variação da área do módulo e da distância entre o refletor difuso e a face posterior da tira de células [7].	37
Figura 2.24. Protótipo do MEC-P desenvolvido para analisar a influência de refletores difusos coloridos [1].	38
Figura 2.25. Esquema do concentrador estático plano com células bifaciais, instalado na fachada do prédio do ISFH [16].	40
Figura 2.26. Comparação entre dois concentradores estáticos planos com células bifaciais na fachada do prédio do ISFH [16].	40
Figura 2.27. Protótipo do módulo concentrador estático plano com células bifaciais desenvolvido pela ISFH [16].	41
Figura 2.28. Módulos concentradores estáticos planos instalados em coberturas no estacionamento da ISFH [16].	41
Figura 3.1. Protótipos A e B de MEC-P, destacando suas dimensões, em mm.	43
Figura 3.2. (a) Estrutura montada do protótipo com o vidro temperado e o refletor de alumínio não pintado e (b) células solares encapsuladas.	43
Figura 3.3. Distribuição das células solares soldadas na (a) parte posterior e (b) frontal do protótipo.	44
Figura 3.4. Espectrofotômetro Lambda 950 localizado no Laboratório de Óptica do NT-Solar [18].	45
Figura 3.5. Refletância em função do comprimento de onda de amostras de alumínio pintadas com a tinta branca <i>Hammerite</i> [®] .	46
Figura 3.6. Refletâncias de amostras de alumínio pintadas com as tintas <i>Coralit</i> [®] , <i>Hammerite</i> [®] e <i>Metalatex Eco</i> [®] , com três demãos.	46
Figura 3.7. Amostra de alumínio pintado com tinta branca e encapsulada com EVA e vidro.	48

Figura 3.8. Refletância de amostras pintadas com a tinta <i>Hammerite</i> [®] , antes e após o período de exposição à radiação solar em condições externas.....	48
Figura 3.9. Refletância da tinta <i>Coralit</i> [®] , antes e após a exposição à condições externas.....	48
Figura 3.10. Câmara UV de envelhecimento acelerado.....	49
Figura 3.11. Irradiância das lâmpadas UVA-340 e UVB-313 em função do comprimento de onda [21].	50
Figura 3.12. Refletância espectral de uma amostra da tinta <i>Hammerite</i> [®] antes e após o Teste de exposição à radiação UV.....	51
Figura 3.13. Refletância espectral de uma amostra da tinta <i>Hammerite</i> [®] instalada sob uma chapa de vidro + EVA antes e após o Teste de exposição à radiação UV.....	52
Figura 3.14. Caracterização da célula solar no simulador solar.	53
Figura 3.15. Curva I-V de duas células solares utilizadas nesta dissertação, destacando a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e tensão de circuito aberto (V_{oc}).	53
Figura 3.16. Variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura para as células dos protótipos A e B, sob irradiância de 1000 W/m ²	54
Figura 3.17. Tensão de circuito aberto em função da irradiância incidente para as células dos protótipos A e B, numa temperatura constante de 25 °C.	54
Figura 3.18. Encapsulamento das células solares.	56
Figura 3.19. Laminadora modelo L150 A, da <i>P-Energy</i> localizada no Laboratório de Laminação do NT-Solar.	57
Figura 3.20. Ciclos e parâmetros do processo de laminação.	57
Figura 3.21. Protótipos laminados com duplo vidro, destacando-se as regiões com bolhas.....	58
Figura 3.22. Sistema para calibração de células solares.....	60
Figura 3.23. Tensão no resistor shunt associado a uma célula solar, em função da irradiância incidente.....	61
Figura 3.24. Esquema da colocação dos protótipos no Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar.....	62
Figura 3.25. Posição das células para medição da irradiância na face (a) frontal e (b) posterior da chapa de vidro.....	63
Figura 3.26. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 28 de Julho de 2008.....	65

- Figura 3.27. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 26 de Julho de 2008.....66
- Figura 3.28. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 05 de Agosto de 2008. A linha tracejada destaca qual seria o C_{OP} do módulo durante o dia, isto é, limitado pela célula P4 ou P2.....67
- Figura 3.29. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo B com orientação leste-oeste nos dias (a) 26/07/2008 e (b) 05/08/2008.....68
- Figura 3.30. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 11 de Agosto de 2008.70
- Figura 3.31. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 07 de Agosto de 2008.71
- Figura 3.32. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 08 de Agosto de 2008.72
- Figura 3.33. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo B com orientação norte-sul no dia 06/08/2008.73
- Figura 3.34. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 07 de Agosto de 2008.....74
- Figura 3.35. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 08 de Agosto de 2008.....75
- Figura 3.36. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo A com orientação leste-oeste no dia 08/08/2008.76
- Figura 3.37. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 11 de Agosto de 2008.77
- Figura 3.38. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 10 de Agosto de 2008.78
- Figura 3.39. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo A com orientação norte-sul no dia 11/08/2008.79

Figura 3.40. C_{OP} mínimo observado em cada protótipo em função da hora solar.....80

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Comparação do módulo convencional com o módulo FPSC com células monofacias [9].	28
Tabela 3.1. Irradiância da câmara UV para lâmpadas UVA e UVB e a quantidade de dias de operação da câmara para atingir-se a irradiação prevista na norma IEC-61345. t_{UVA} é o tempo de exposição à radiação UVA e t_{UVB} é o tempo de exposição à radiação UVB [21].	51

LISTA DE SÍMBOLOS

ΔT	Diferença de temperatura	$^{\circ}\text{C}$
θ_i	Ângulo de incidência da radiação solar	$^{\circ}$
θ_P	Ângulo de aceitação inferior	$^{\circ}$
η	Índice de refração	
η_{Opa}	Eficiência de coleção óptica anual	%
ξ	Ângulo de aceitação superior	$^{\circ}$
a'	Dimensão de sulcos em formato V	
A_1	Área considerada para cálculo de fator de visão	m^2
A_2	Área considerada para cálculo de fator de visão	m^2
a	Dimensão de configuração para cálculo de fator de visão	m
A	Protótipo com dimensões: 615 mm x 315 mm x 60 mm	
A_c	Área de células solares	m^2
A_e	Área de abertura de entrada do sistema óptico	m^2
AM	Massa de ar	
b'	Dimensão de sulcos em formato V	
b	Dimensão de configuração para cálculo de fator de visão	m
B	Protótipo com dimensões: 615 mm x 365 mm x 60 mm	
c	Dimensão de configuração para cálculo de fator de visão	m
C_g	Concentração geométrica	
C_{OP}	Concentração óptica	
C_{OPa}	Concentração óptica anual	
d_{cc}	Distância entre células solares	mm
EVA	Acetato de vinila	
FC	Célula solar frontal para medição de irradiância na posição central	
FF	Fator de forma	%
FT	Célula solar para medição de temperatura	
G	Irradiância	W/m^2
G_F	Irradiância incidente na face frontal das células	W/m^2
G_P	Irradiância incidente na face posterior das células	W/m^2
h	Espessura do módulo concentrador	mm

I	Corrente	A
I_{mp}	Corrente de máxima potência	A
I_{sc}	Corrente de curto-circuito	A
J_{sc}	Densidade de corrente de curto-circuito	mA/cm^2
MEC-P	Módulo concentrador estático plano	
P1	Célula solar posterior para medição de irradiância na posição 1	
P2	Célula solar posterior para medição de irradiância na posição 2	
P3	Célula solar posterior para medição de irradiância na posição 3	
P4	Célula solar posterior para medição de irradiância na posição 4	
PC	Célula solar posterior para medição de irradiância na posição central	
PET	Polietileno tereftalato	
P_m	Potência máxima	W
PS	<i>Preset</i>	
PVF	Polivinil fluorado	
T_{amb}	Temperatura ambiente	$^{\circ}\text{C}$
T_{cel}	Temperatura da célula	$^{\circ}\text{C}$
t_{UVA}	Tempo de exposição à radiação UVA	s;dia
t_{UVB}	Tempo de exposição à radiação UVB	s;dia
UV	Ultravioleta	
V	Tensão	V
V_{mp}	Tensão de máxima potência	V
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	mV
V_{OC-CE}	Tensão de circuito aberto em condições padrão	mV
V_{OC-M}	Tensão de circuito aberto medida	mV

RESUMO

SEHN FEBRAS, Filipe. **Desenvolvimento de Módulos Fotovoltaicos Concentradores Estáticos com Refletor Difuso**. Porto Alegre. 2008. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

O objetivo deste trabalho foi fabricar e caracterizar protótipos do módulo concentrador estático plano, denominado de MEC-P. Este concentrador é constituído de tiras de células solares bifaciais e um plano refletor difuso branco. A radiação refletida pelo sistema óptico alcança a face posterior das células bifaciais, resultando em uma concentração óptica da ordem de 1,5.

Dois protótipos foram fabricados: o protótipo A, com dimensões de 615 mm x 315 mm x 60 mm, e o protótipo B, com 615 mm x 365 mm x 60 mm. As dimensões usadas estão baseadas em trabalhos anteriores de otimização do MEC-P, sendo que a diferença entre o protótipo A e o protótipo B é a distância entre a tira mais externa e a borda do módulo.

Tintas brancas comerciais foram testadas para serem utilizadas no plano refletor e encontrou-se a tinta *Hammerite*[®], com refletância média acima de 90 % na faixa de comprimentos de onda de 400 nm a 1050 nm. A tinta selecionada foi envelhecida em condições externas e em câmara de envelhecimento acelerado por radiação ultravioleta. Observou-se que a tinta sofreu degradação de sua refletância após o teste com radiação ultravioleta, mas quando colocada sob uma chapa de vidro laminada com acetato de vinila, a refletância das amostras não se alterou.

Os protótipos foram instalados em Porto Alegre, com ângulo de inclinação em relação a horizontal de 48° e com as tiras orientadas no eixo leste-oeste ou norte-sul. Para caracterizar os protótipos, células solares foram instaladas para medição da irradiância incidente em seis regiões dos mesmos e para avaliação da temperatura de operação.

Considerando como parâmetro de comparação a concentração óptica (C_{OP}) para a pior condição de irradiância na face posterior das células bifaciais, observou-se que o protótipo B com as tiras orientadas no eixo norte-sul apresentou a maior C_{OP} e, principalmente, constante durante o período de maior irradiância em dias sem

nuvens. Os protótipos do MEC-P apresentaram temperaturas de operação de 15 °C a 26 °C acima da temperatura ambiente, similar a encontrada em módulos convencionais.

Palavras-Chave: módulo concentrador, concentração óptica, células solares bifaciais, refletor difuso.

ABSTRACT

SEHN FEBRAS, Filipe. **Developed Static Concentrator Modules with Diffuse Reflector**. Porto Alegre. 2008. Master Thesis. Pos-Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The aim of this work was to manufacture and to characterize prototypes of flat static concentrator modules, called MEC-P. This concentrator consists of strings of bifacial cells and a white reflecting plane. Then the reflected radiation can reach the rear face of the bifacial cells.

Two prototypes had been manufactured: prototype A, with 615 mm x 315 mm x 60 mm, and prototype B, with 615 mm x 365 mm x 60 mm, considering length, width and height. These dimensions are based on previous work of optimization of the MEC-P, and the difference between prototype A and prototype B is the distance between the most external string and the edge of the module.

Commercial white paints had been tested on the reflecting plane. The best result is achieved with the paint named *Hammerite*[®], with averaged reflectance above 90 % for wavelengths from 400 nm to 1050 nm. The selected paint was aged in external conditions and in an ultraviolet radiation accelerated aging chamber. It was observed a reflectance degradation from its original value after exposure to ultraviolet radiation. Nevertheless, when the sample painted was exposed to UV radiations under a glass plate laminated with ethylene vinyl acetate (EVA), the reflectance of the samples remained the same.

The prototypes had been installed in Porto Alegre, 48° tilted to the horizontal, with the strings toward east-west or north-south. To characterize the prototypes, solar cells had been installed to measure the incident irradiance in six regions on the prototypes and to evaluate the operating temperature.

Taking into account the optical concentration (C_{OP}) for the worst irradiance on the rear face of the bifacial cell, we observed that the prototype B with strings toward the north-south shows the larger C_{OP} and mainly, constant during the period with higher irradiance for cloudless days. MEC-P prototypes presented operating

temperatures from 15 °C to 26 °C above the ambient temperature, similar to the temperature in conventional modules.

Key words: concentrator modules, optical concentration, bifacial solar cells, diffuse reflector.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

1.1. Justificativas

Nos últimos tempos a população mundial está muito preocupada com a instabilidade climática. Estes fenômenos ocorrem devido às grandes emissões de agentes poluentes na atmosfera, afetando principalmente a temperatura no planeta Terra, o chamado aquecimento global. As elevações dos níveis de dióxido de carbono na atmosfera são devidas à queima dos combustíveis fósseis, além do crescimento progressivo na emissão de gases e outros produtos químicos produzidos pelo homem durante os últimos cem anos.

Uma das alternativas para minimizar o aquecimento global é a implantação de energias renováveis e limpas, como a energia solar, em diversos setores das áreas industriais e residenciais. Assim, a poluição mundial diminui, aumentando o fornecimento de energia e melhorando a qualidade de vida das pessoas.

A energia solar fotovoltaica resulta da transformação direta da radiação solar em energia elétrica por meio de células solares, na maioria fabricados com silício. As células são associadas entre si, normalmente em série, constituindo o módulo fotovoltaico. Esta forma de produção de energia elétrica não consome qualquer tipo de combustível, não gera nenhum tipo de emissão, não possui partes móveis e não produz ruído.

Os sistemas fotovoltaicos são divididos em dois tipos: sistemas fotovoltaicos autônomos e sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O sistema fotovoltaico autônomo possui um banco de baterias para o armazenamento de energia elétrica para o uso durante a noite ou durante os dias de pouca radiação solar. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica geralmente não são

dotados de armazenamento de energia (baterias), de forma que produzem energia somente durante o dia, trocando energia elétrica com a rede elétrica.

1.2. Objetivos

Um problema da energia solar fotovoltaica é o custo para a produção de células solares e módulos fotovoltaicos. Para minimizar esse custo, podem-se usar concentradores de radiação solar. Deste modo, é possível reduzir a área de células solares ou o número destas no módulo e manter a potência do módulo.

Esta dissertação teve a finalidade de desenvolver e caracterizar protótipos de módulos concentradores estáticos planos (MEC-P). O MEC-P é um dispositivo de concentração que consiste em um sistema óptico com reflexão difusa e células solares bifaciais. Foram fabricados e caracterizados dois protótipos, com diferentes dimensões bem como foram avaliadas diferentes tintas comerciais brancas para o refletor posterior. As tintas do refletor difuso passaram por testes de envelhecimento sob radiação ultravioleta.

2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONCENTRADORES ESTÁTICOS

2.1. Módulo Fotovoltaico

A célula solar é um dispositivo que converte a energia solar diretamente em energia elétrica pelo efeito fotovoltaico.

O módulo fotovoltaico é composto por células solares, principalmente de silício monocristalino ou multicristalino, conectadas em série ou em paralelo. Estas células solares podem ser fabricadas como dispositivos monofaciais ou bifaciais e são distribuídas de acordo com a área do módulo. Além das células solares, o módulo possui materiais de encapsulamento e estrutura para proteger as células solares, as quais são ligadas por meio de conexões elétricas.

Devido ao peso e a necessidade de manipulação, os módulos não devem ser muito grandes e para ter uma maior potência é necessário reunir vários módulos, ligados entre si.

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. Os fabricantes fornecem uma garantia de até 25 anos.

2.2. Módulos Fotovoltaicos Concentradores Estáticos

2.2.1. Concentração óptica e geométrica

A finalidade dos módulos concentradores estáticos 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. As células

solares utilizadas podem ser monofaciais ou bifaciais. A principal característica deste tipo de módulo concentrador fotovoltaico é não necessitar de nenhum mecanismo para seguir o movimento aparente do Sol no hemisfério celeste.

Existem dois parâmetros importantes relacionados com os módulos concentradores estáticos: 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.

Para concentradores com células bifaciais a C_{OP} é dada pela Equação (2.1) [1],[2]:

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

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 [3], 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.

2.2.2. Módulo Concentrador Estático Tipo CPC

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.

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 2.1 e 2.2. Sua principal característica é a de concentrar a

radiação solar somente na face posterior das células bifaciais de forma variável ao longo do ano [4],[5].

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 [5].

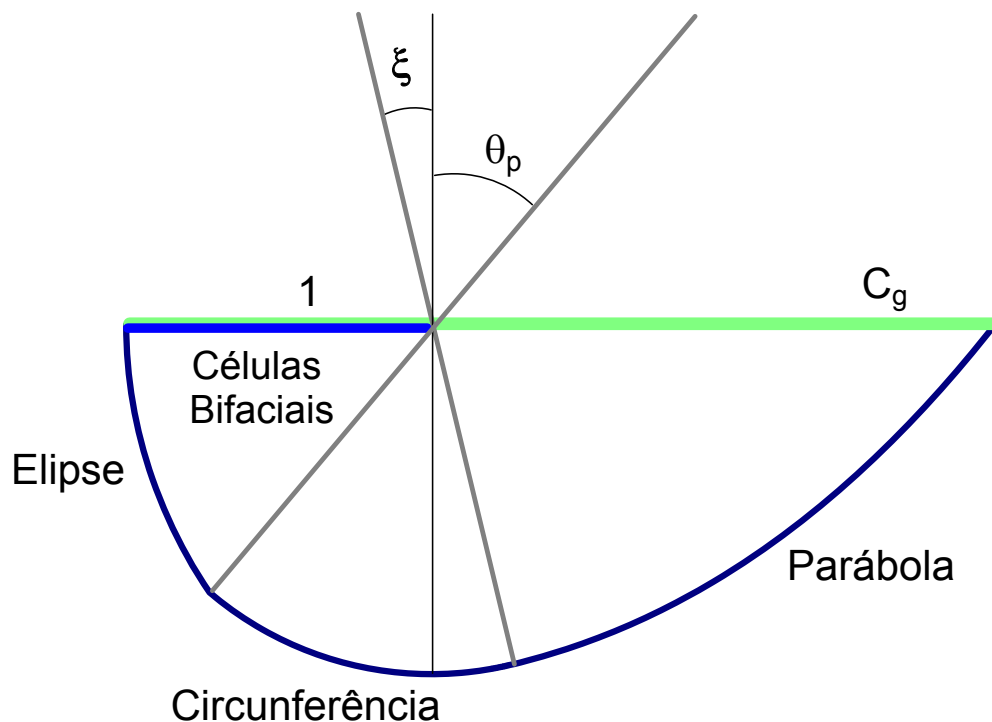


Figura 2.1. Módulo concentrador estático tipo CPC [4].

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 autônomos. 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 [4].

Segundo os resultados obtidos por Zanesco [4], o módulo é potencialmente 38 % mais barato do que os módulos convencionais e apresenta uma área 45 % maior.



Figura 2.2. Módulo fotovoltaico concentrador estático PEC-44D [4].

2.2.3. Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático HELIUS

Este módulo concentrador foi projetado para ser integrado em sistemas fotovoltaicos autônomos em Porto Alegre – RS. O seu sistema óptico é baseado na reflexão especular. O objetivo do concentrador é 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 [6].

Severo [6] 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 [6].

O módulo HELIUS 31Y, mostrado na Figura 2.3, quando comparado com um módulo convencional com a mesma área de células solares, 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 determinou um aumento da energia elétrica média anual em até 106 % em relação àquela produzida por um módulo convencional [6].

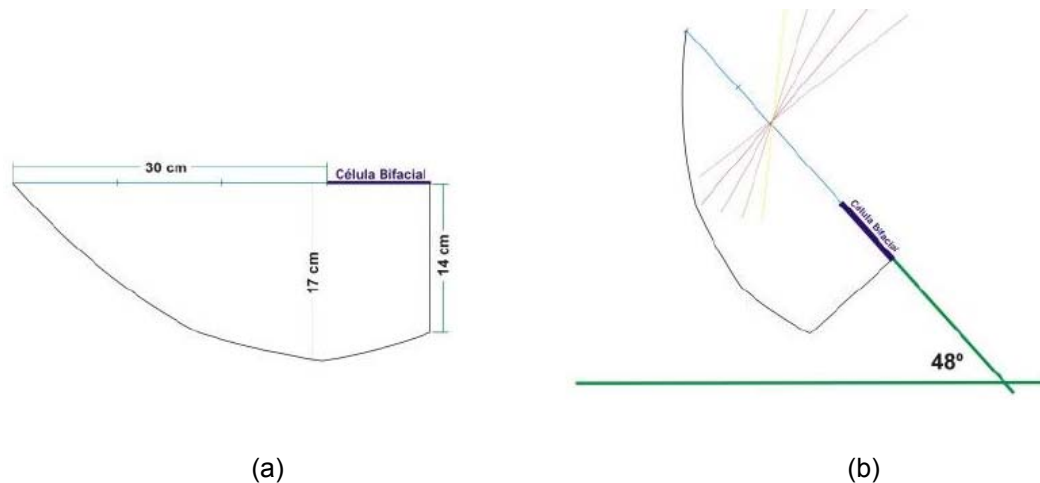


Figura 2.3. (a) Seção transversal do módulo concentrador HELIUS 31Y e (b) representação do módulo inclinado com um ângulo de 48° e dos raios incidentes na abertura de entrada [6].

2.2.4. Módulo Micro-Concentrador Estático

Este módulo foi projetado com um sistema óptico tri-dimensional, com a superfície frontal plana, a fim de obter um alto fator de concentração. Para facilitar sua construção, o sistema óptico foi simplificado e passou a ter a forma de hemisfério, como é apresentado na Figura 2.4. Para acoplar várias unidades, e formar um módulo, a seção plana superior do sistema óptico foi substituída por hexágonos [7].

A distribuição da eficiência óptica medida após a fabricação dos módulos concentradores foi similar aos resultados calculados, que indicaram que o módulo micro-concentrador estático com um hemisfério como refletor pode atingir uma alta conversão de energia quando combinado com células de alta eficiência [7].

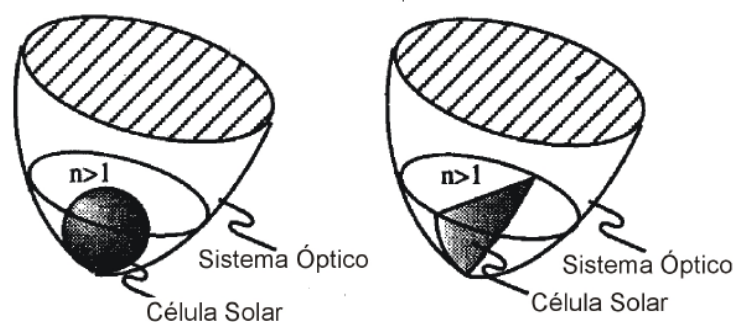


Figura 2.4. Módulo fotovoltaico micro-concentrador estático [7].

2.2.5. Módulo Concentrador Estático com Células na Vertical e com Região Posterior Branca ou Transparente

A cor azul escura do filme anti-reflexo das células solares poderia ser uma barreira para a disseminação do uso de módulos fotovoltaicos, pois poderia prejudicar as características visuais e a paisagem natural das cidades. Morimoto e Maruyama [8] propuseram um novo tipo de módulo concentrador estático.

O concentrador consiste em células solares na vertical em relação abertura de entrada e possui uma região posterior branca ou transparente. O fundo é uma superfície branca de reflexão difusa e, neste caso, a radiação difusa incidiria na célula produzindo energia elétrica. Quando o fundo é uma superfície transparente, a célula produz menos energia. A Figura 2.5 apresenta um diagrama deste concentrador [8].

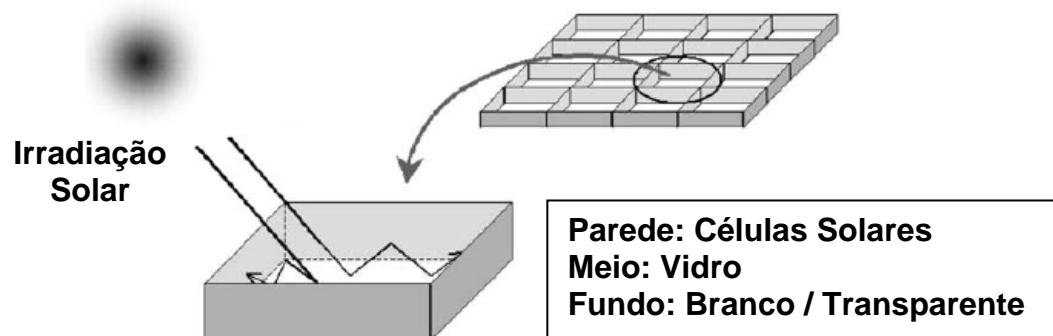


Figura 2.5. Esquema do concentrador estático com células dispostas na vertical [8].

2.2.6. Módulo concentrador estático com refletor posterior com sulcos em formato “V”

O módulo concentrador estático plano com refletor posterior com sulcos em “V” (FPSC) possui vidros com espessura de 3,2 mm [9]. Abaixo do vidro, o módulo possui células solares monofaciais ou bifaciais, dependendo do módulo FPSC a ser construído, conforme é mostrado na Figura 2.6.

O valor da concentração geométrica é de 2,0 para o FPSC com células bifaciais e 1,5 para células monofaciais. A concentração óptica é de 1,31. Os sulcos em formato “V”, na parte posterior do módulo, possuem um ângulo de 30° e uma

refletância de 88 %. As dimensões do módulo FPSC com células monofaciais são: 380 mm x 350 mm e possui 32 células solares distribuídas conforme a Figura 2.7 [9].

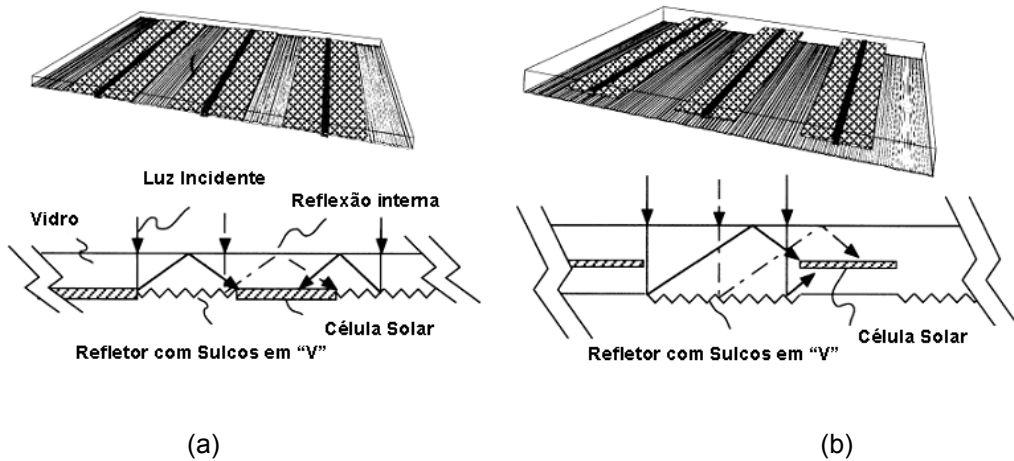


Figura 2.6. Detalhe dos módulos FPSC com (a) células monofaciais e (b) bifaciais, à direita [9].

A máxima potência do módulo FPSC com células monofaciais foi 2 % maior que o módulo convencional com 34 células, conforme compara a Tabela 2.1 [9].

No módulo FPSC com células bifaciais foi obtido 8,3 % de eficiência na parte posterior da célula sob iluminação [9].

A principal vantagem é a redução do número de células solares utilizadas no FPSC, reduzindo os custos do módulo comparado com os módulos convencionais [9].

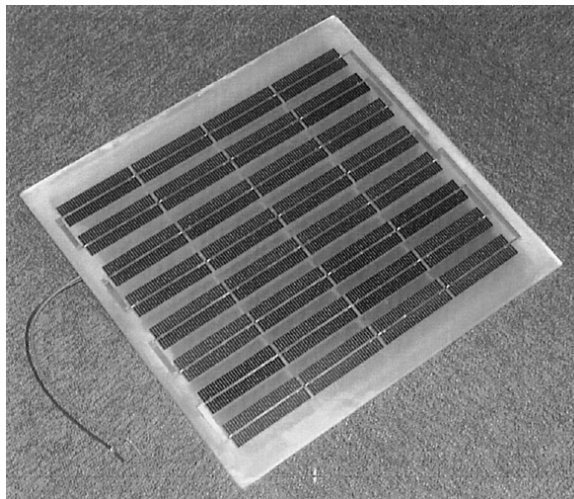


Figura 2.7. Módulo concentrador estático FPSC com células monofaciais [9].

Resultados para um módulo de mesmo tipo foram publicados por Weber [10]. A estrutura utilizada neste módulo concentrador estático possui células bifaciais (*Sliver*[®] [11]) com largura de 1 mm a 2 mm, espaçadas entre si, e encapsuladas com duas superfícies transparentes com índice de refração de 1,5. Um refletor com sulcos em formato “V” é alinhado paralelamente com o comprimento das células como mostra a Figura 2.8 [10].

Para refletores com sulcos em formato “V”, um importante parâmetro é o ângulo. Uematsu [9] definiu como 30° o ângulo ótimo para o refletor, como ilustra a Figura 2.9. No trabalho de Weber [10], a refletância do refletor era de até 90 %.

Tabela 2.1. Comparação do módulo convencional com o módulo FPSC com células monofacias [9].

Módulo	Convencional	FPSC
Dimensões das células solares (mm)	50,2 x 50,2	24 x 80
Número de células solares	34	32
V_{oc} do módulo (V)	20,4	19,5
V_{oc} da célula (V)	0,60	0,61
I_{sc} do módulo (A)	0,80	0,75
J_{sc} da célula (mA/cm²)	30,2	39,1
V_{mp} do módulo (V)	16,3	16,1
I_{mp} do módulo (A)	0,75	0,75
FF	0,74	0,83
P_m (W)	12,0	12,2

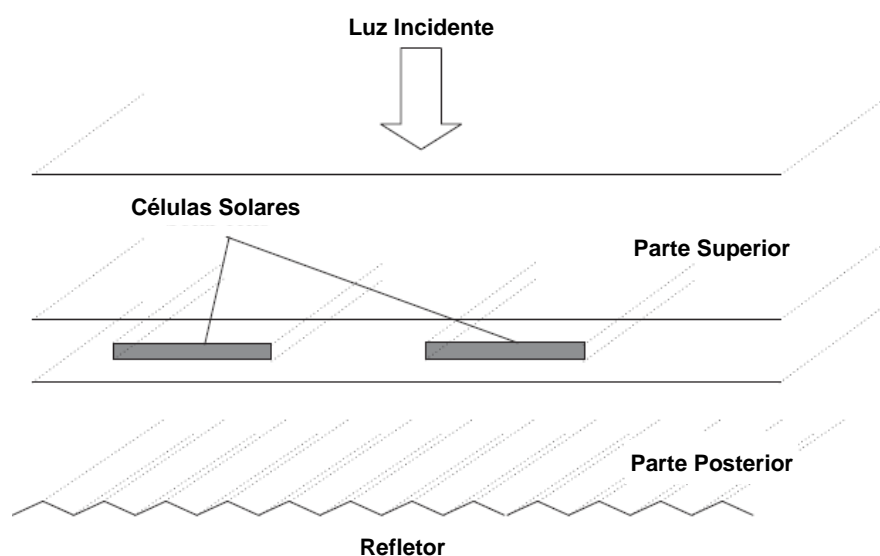


Figura 2.8. Esquema do módulo concentrador estático com refletor com sulcos em formato “V”, analisado por Weber [10].

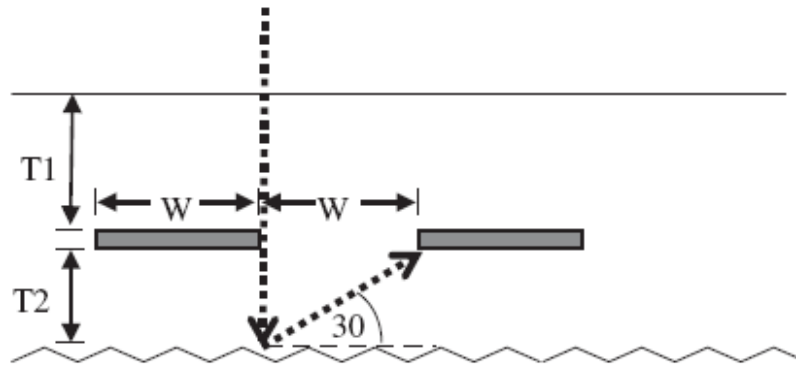


Figura 2.9. Detalhe das dimensões do módulo concentrador estático com refletor em formato “V” [10].

Os autores desenvolveram dois módulos com dimensões diferentes e com concentração geométrica de 2. Os vidros utilizados possuíam 3 mm de espessura [10].

Para a parte posterior do módulo A, $T_2 = 1$ mm e $W = 1,73$ mm, onde:

$$W = \frac{T_2}{\tan(30^\circ)} \quad (2.3)$$

Usando $T_1 = T_2 = 4$ mm, têm-se $W = 20,8$ mm como as dimensões do módulo B, onde:

$$W = \frac{(2T_1 + T_2)}{\tan(30^\circ)} \quad (2.4)$$

Para comparar diferentes configurações os autores usaram o termo “índice de desempenho” (*performance ratio*) definido com a razão do número total de fótons absorvidos pelas células solares no módulo concentrador estático e o número total de fótons absorvidos pelas células solares no módulo ocupando 100 % da área de coleta [10].

Sob estas condições foram obtidos os índices de desempenho dos módulos de 86,6 % e 81,7 % para os módulos A e B, respectivamente. Esta diferença se deve ao fato de que os módulos possuem dimensões diferentes, onde o módulo B

possui um maior volume para absorção quando comparado ao módulo A, pois a radiação incidente percorre uma maior distância antes de incidir nas células solares [10].

Com a colocação do refletor posterior com sulcos em formato “V”, houve uma melhora de 5 % no desempenho do módulo em relação aos módulos sem este tipo de refletor [10].

2.2.7. Módulo concentrador estático com refletores com sulcos em formato “V” assimétricos

O módulo concentrador com refletor com sulcos em formato “V” assimétricos (LTC), possui uma camada de acrílico de 3 mm de espessura sobre as células solares monofaciais, que possuem 20 mm de largura e o espaçamento entre elas é de 10 mm, como pode ser visto na Figura 2.10. Entre as células solares e o acrílico há uma resina de silicone [12].

No módulo foram analisados três tipos de superfície com refletância de: 100 %, 94 % (Ag) e 80 % (Al). A concentração óptica foi de 1,37 para a refletância de 100 %, 1,34 para 94 % (Ag) e 1,29 para 80 % (Al) [12].

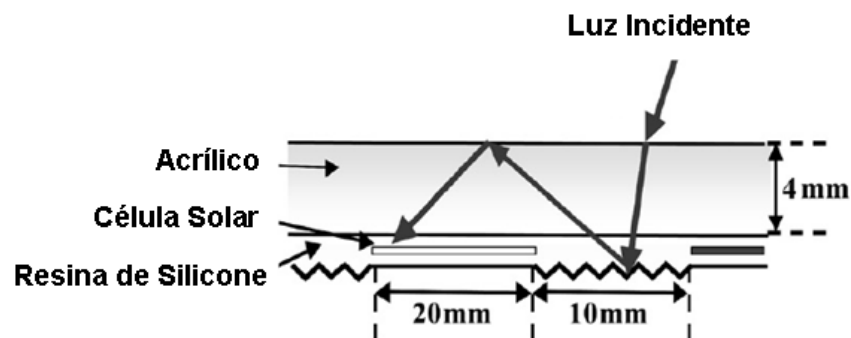


Figura 2.10. Seção transversal do módulo LTC [12].

Foi otimizado o ângulo dos sulcos em formato “V” assimétricos ($a' : b' = 4 : 6$, dimensões a' e b' são mostradas na Figura 2.11) para $\theta = 25^\circ$ na superfície posterior conforme mostra a Figura 2.11. Usando Ag como material de reflexão, a área das células solares é reduzida para 74 %, comparado com um módulo convencional e para 98 %, quando comparado com o módulo LTC com sulcos em

formato “V” simétricos ($a' : b' = 4 : 4$). Um esquema com as dimensões dos sulcos em formato “V” do módulo concentrador LTC pode ser visto na Figura 2.11 [12].

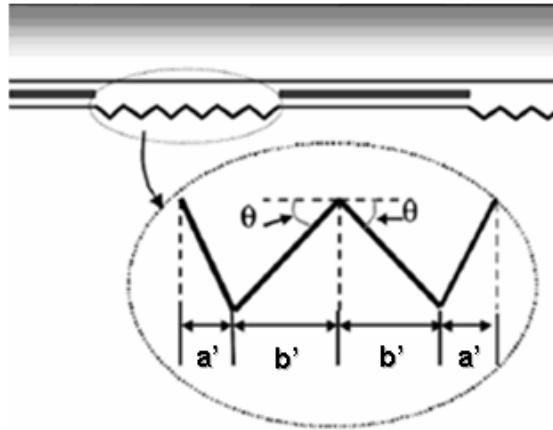


Figura 2.11. Detalhe dos sulcos do módulo concentrador LTC [12].

Com a finalidade de avaliar o desempenho do módulo LTC ao longo do ano foi utilizada a concentração óptica considerando a radiação solar integrada em um ano, C_{OPa} .

Na Figura 2.12 é apresentada a C_{OPa} para diferentes configurações de ângulos dos sulcos e para três refletâncias. Observa-se que houve uma melhor C_{OPa} para superfícies posteriores com ângulo de 25° para $a' : b' = 4 : 6$ [12].

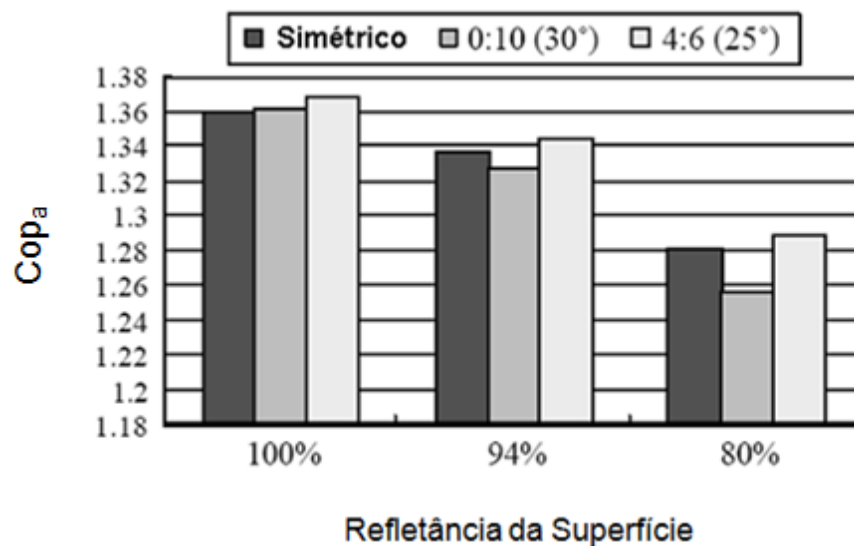


Figura 2.12. Concentração óptica integrada anual em função da refletância da superfície posterior para o módulo LTC para diferentes ângulos dos sulcos em formato “V” [12].

2.2.8. Módulo concentrador estático com rede prismática

O refletor do módulo concentrador estático com rede prismática (PAC) também possui sulcos em formato “V”. Na Figura 2.13 mostra-se um esquema do PAC. Na superfície posterior, de um lado são colocadas as células solares com determinado ângulo e no outro, o refletor. Acima do refletor encontra-se um vidro com 3,2 mm de espessura, conforme ilustra a Figura 2.13. As células solares são montadas entre o vidro e a rede prismática com o polímero EVA [13].

Para analisar o comportamento do módulo, os autores empregaram o conceito de eficiência de coleção óptica anual (η_{OPa}), definida como a razão entre a irradiância solar anual incidente na célula e a irradiância solar anual na abertura do sistema óptico.

Para uma concentração geométrica de 2,66, com um ângulo do prisma de 22° , o refletor apresentou uma η_{OPa} de 66,2 % e para uma concentração geométrica de 1,88, com um ângulo de 32° , o refletor apresentou uma η_{OPa} de 94,4 %. Usando o refletor com sulcos em formato “V”, a η_{OPa} é de 89,1 % para o ângulo do prisma de 22° [13].

As dimensões do módulo PAC são de 100 mm x 100 mm e as células solares possuem 4 mm de largura. Na Figura 2.14 apresenta-se um protótipo do módulo PAC [13].

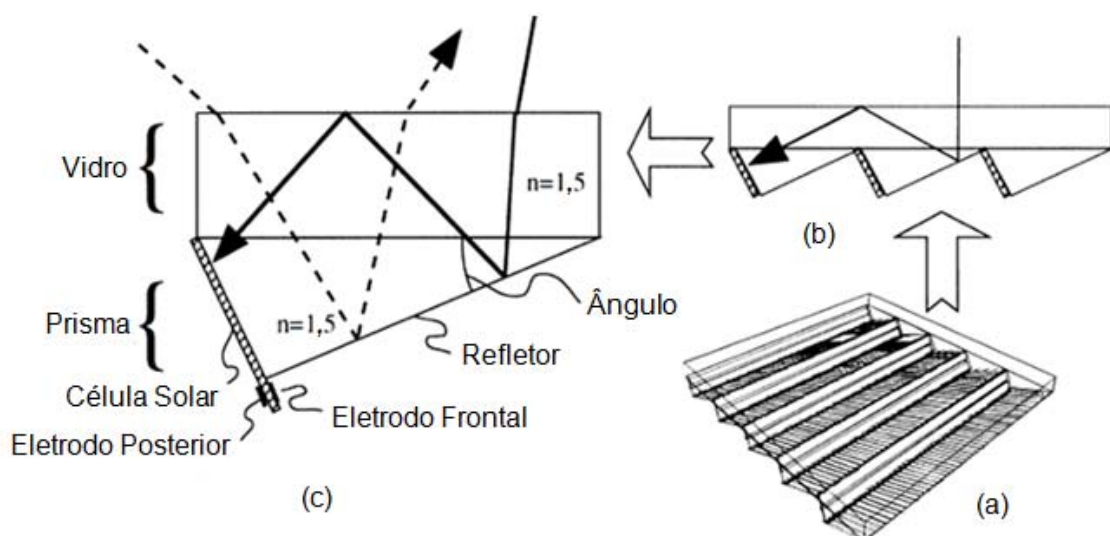


Figura 2.13. (a) Módulo PAC, (b) detalhe lateral do módulo PAC com a reflexão interna total e (c) esquema do módulo PAC [13].

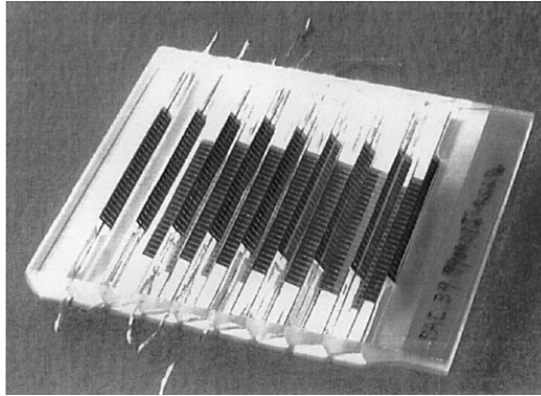


Figura 2.14. Protótipo do módulo PAC [13].

2.2.9. Módulo concentrador estático RX-RXI

O concentrador RX-RXI, desenvolvido no instituto de energia Solar da Universidade Politécnica de Madri, é um dispositivo estático linear para ser utilizado em fachadas de edificações [14].

Conforme é mostrado na Figura 2.15, o sistema óptico é constituído por um material dielétrico, tendo a face posterior recoberta com material refletor. Os raios refratados na região (1) são refletidos na face posterior e incidem na célula solar bifacial. Por outro lado, os raios refratados nas regiões laterais (2) atingem a célula solar após reflexão interna total na superfície frontal interna do dielétrico [14].

O dielétrico utilizado foi o vidro e obtido por meio da técnica de extrusão. O módulo concentrador RX-RXI está constituído de células bifaciais e suas dimensões são apresentadas na Figura 2.15 [14].

O módulo possui 75,8 % de eficiência óptica, concentração geométrica de 3,89x e concentração óptica de 2,95x [14].

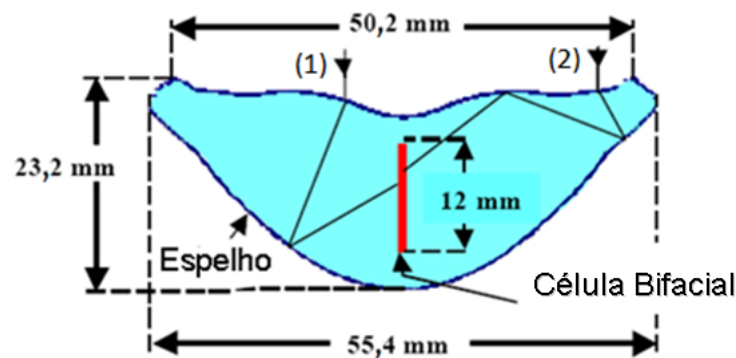


Figura 2.15. Módulo concentrador estático RX-RXI com células bifaciais [14].

2.2.10. Módulo Concentrador Estático Plano

2.2.10.1. Módulo concentrador estático plano modificado

O primeiro módulo concentrador estático plano, denominado de MEC-P foi proposto por Moehlecke e Krenzinger [15]. Este módulo consiste em um sistema óptico com reflexão difusa e células solares bifaciais, conforme mostra a Figura 2.16. O sistema óptico tem a forma de 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 são instaladas as células solares bifaciais encapsuladas e distribuídas de tal forma que permitem a incidência de radiação solar no refletor. A radiação solar refletida pelo sistema óptico incide na face posterior das células bifaciais. Foi desenvolvido um primeiro protótipo do MEC-P em que se utilizaram células solares bifaciais circulares, como é apresentado na Figura 2.17 [7].

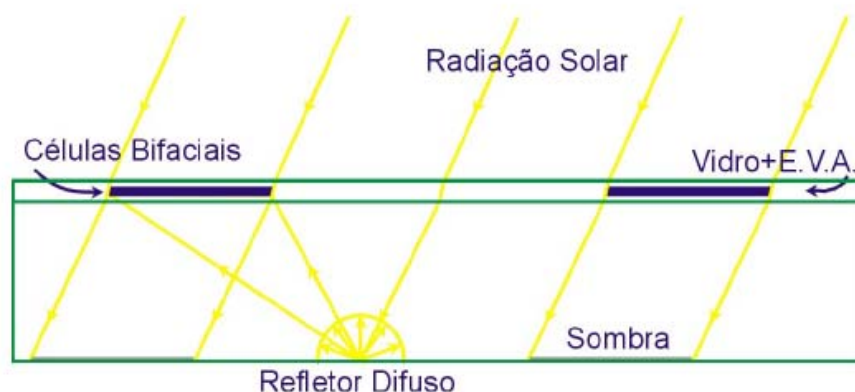


Figura 2.16. Módulo concentrador estático plano [15].

A irradiância que chega à face posterior das células solares bifaciais é calculada por meio do fator de visão, também denominado de fator de forma, que é a fração de energia refletida (ou emitida) que deixa uma superfície e chega à outra.

Na Figura 2.18 apresentam-se três configurações que poderiam ser utilizadas para calcular o fator de visão entre o refletor difuso do MEC-P modificado e a face posterior das células bifaciais.

Comparando os três métodos para o cálculo do fator de visão, obtiveram-se os resultados apresentados nas Figuras 2.19 e 2.20 [7].



Figura 2.17. Primeiro protótipo, com células bifaciais circulares, do módulo concentrador estático plano [15].

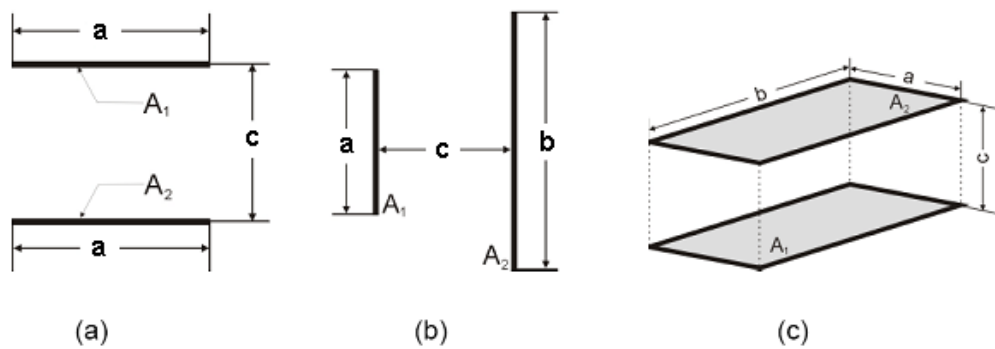


Figura 2.18. Configurações utilizadas para a determinação do fator de visão entre duas superfícies, onde a , b e c são as dimensões identificadas na Figura e A_1 e A_2 são as áreas consideradas para o cálculo do fator de visão [7].

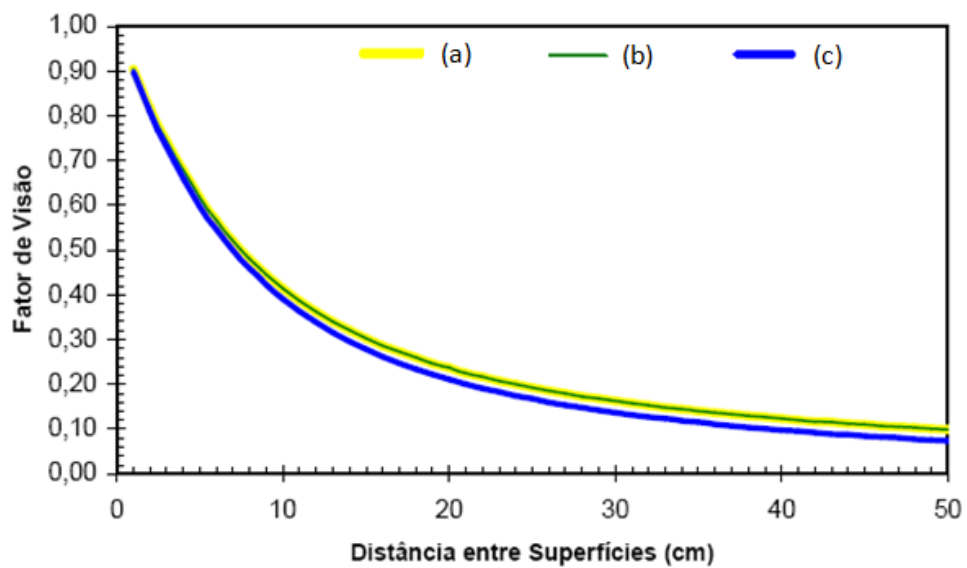


Figura 2.19. Comparação dos três métodos para o cálculo do fator de visão em relação à altura do módulo MEC-P [7].

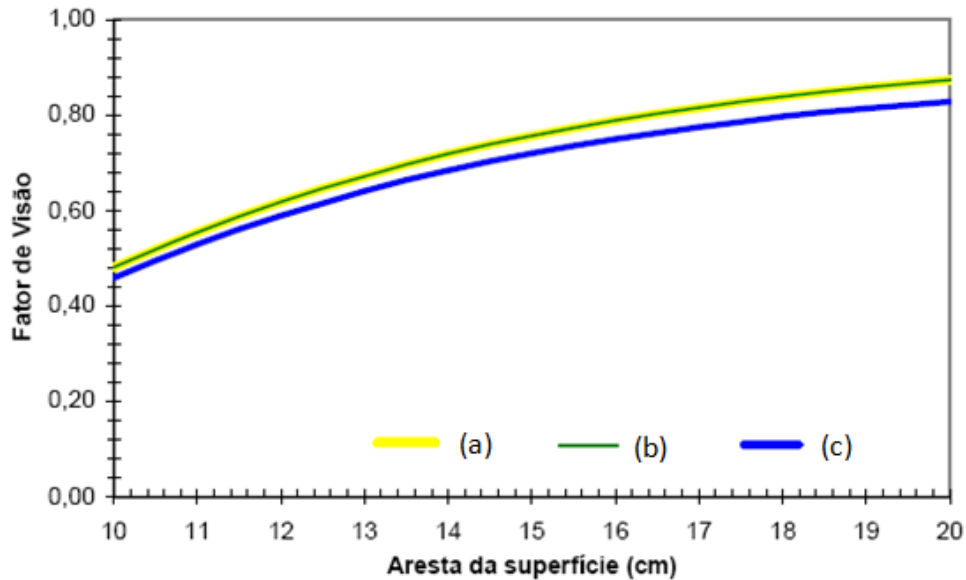


Figura 2.20. Comparação dos três métodos para o cálculo do fator de visão em relação à variação da aresta da superfície refletora difusa [7].

Silveira [7] desenvolveu um módulo MEC-P com tiras de células quadradas, o qual foi denominado de MEC-P modificado.

No trabalho de Silveira [7], o cálculo do fator de visão foi separado em duas etapas: uma determina o fator de visão entre a tira de células e o refletor difuso e a outra determina o fator de visão entre a célula e a área com sombra.

As dimensões deste dispositivo estão relacionadas com a otimização de dois parâmetros que são a profundidade do refletor difuso em relação à face posterior das células, que denominou-se de h , e a distância d_{cc} entre as tiras de células, medida a partir do centro de cada uma, conforme ilustra Figura 2.21. Estes parâmetros, além de determinar o tamanho do concentrador, estão intimamente ligados ao custo de fabricação e à energia elétrica produzida.

Fixou-se uma distância entre os centros das tiras de células de 30 cm e variou-se a distância entre a face posterior das tiras de células e o refletor difuso, obtendo assim, os resultados apresentados na Figura 2.22 [7].

Concluiu que o fator de visão relativo às tiras de células das bordas foi menor que o correspondente à tira central. Deste modo, para determinar as dimensões ótimas, foram consideradas as células da borda, pois elas limitam a corrente elétrica produzida pelo módulo [7].

A análise da C_{OP} , para as tiras de células solares das bordas, é em função da área e da espessura do módulo. A Figura 2.23 mostra que quanto maior a área do módulo maior é a sua concentração óptica, para a maioria dos casos [7].

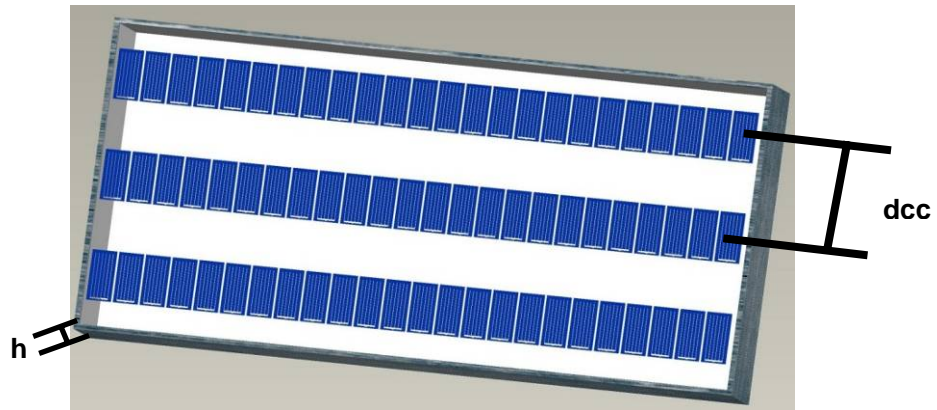


Figura 2.21. Esquema do módulo MEC-P modificado e parâmetros: distância entre as tiras de células (dcc) e espessura do módulo (h).

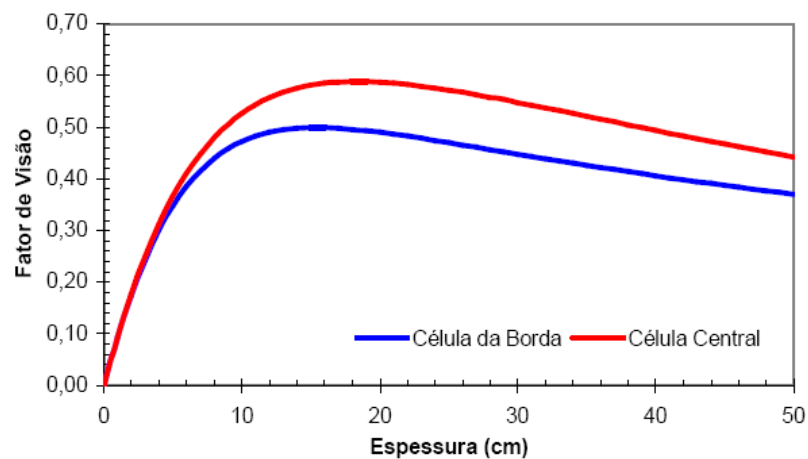


Figura 2.22. Comparação entre o fator de visão correspondente à tira de células central e da borda, em função da espessura do módulo MEC-P. Foi considerada uma superfície refletora com refletância de 75 % com uma área de 1200 mm x 100 mm [7].

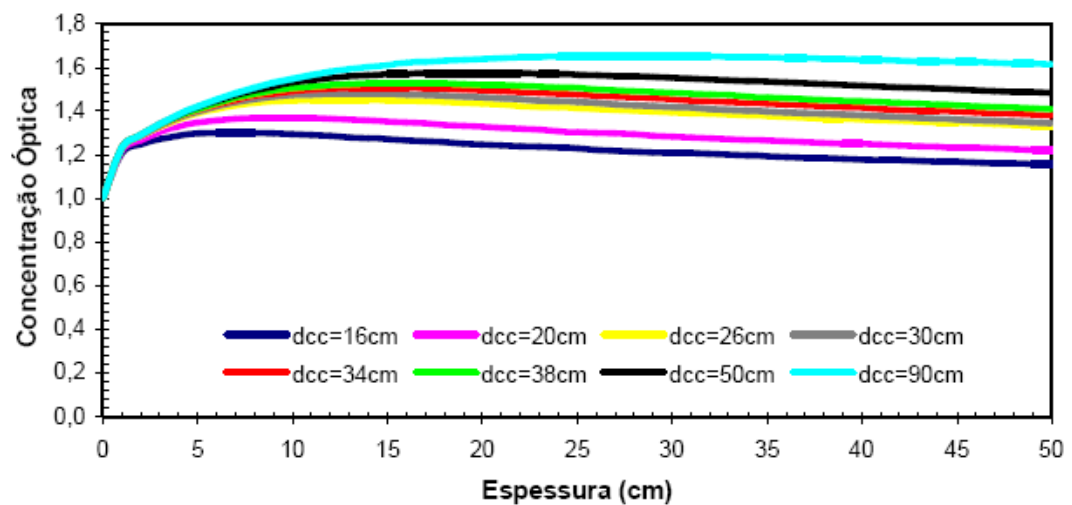


Figura 2.23. Concentração óptica em função da variação da área do módulo e da distância entre o refletor difuso e a face posterior da tira de células, ou seja, da tira de células solares mais próxima da borda [7].

2.2.10.2. Módulo concentrador estático plano com refletores difusos coloridos

As células solares de silício possuem cor azul escura a fim de reduzir as perdas por reflexão. 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 [1].

Considerando os aspectos de integração, foi proposto e analisado o módulo MEC-P com refletores difusos com diferentes cores [1].

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 2.24, 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) [1].

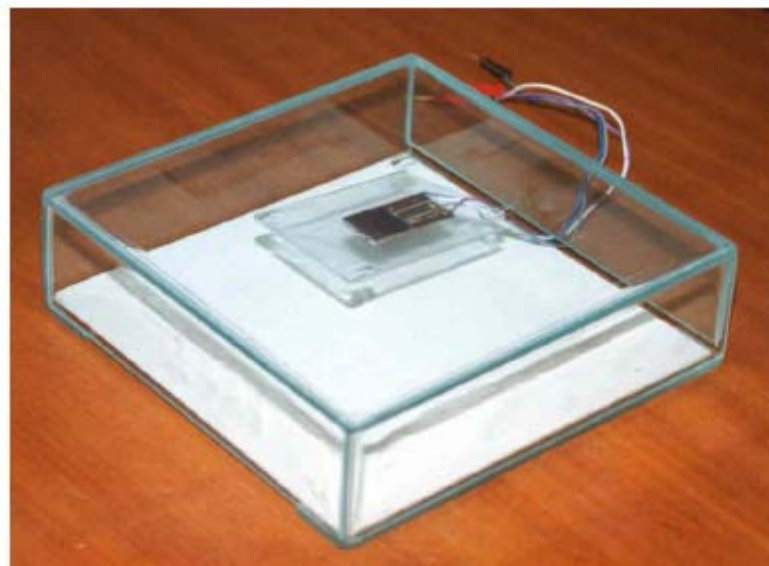


Figura 2.24. Protótipo do MEC-P desenvolvido para analisar a influência de refletores difusos coloridos [1].

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 % [1].

2.2.10.3. Aplicações de módulos concentradores estáticos planos com células bifaciais

A Figura 2.25 mostra uma aplicação do concentrador estático plano e a Figura 2.26 mostra os concentradores estáticos com tiras paralelas com células bifaciais instalado na fachada do prédio da ISFH (*Institut für Solarenergieforschung in Hameln*), *Emmerthal*, Alemanha, possuindo um refletor branco na parte posterior do concentrador. Cada tira possui 10 células solares, onde cada célula possui as dimensões de 100 mm x 100 mm. Para comparar, dois refletores diferentes foram empregados, visto que a transmitância mais elevada encontra-se no módulo no lado direito, que pode ser comprovada pela imagem espelhada na janela atrás do módulo [16].

Sob irradiância incidente de 1006 W/m^2 , foram encontradas as irradiâncias de 430 W/m^2 e 240 W/m^2 na área entre as tiras situadas atrás do módulo esquerdo e do módulo direito, respectivamente [16].

Um modelo de concentrador estático plano com células bifaciais desenvolvido pela ISFH, é representado na Figura 2.27. Este possui somente uma chapa refletora branca para que possa ser instalado verticalmente, horizontalmente ou em um determinado ângulo, possuindo as dimensões de 1320 mm x 650 mm. Podem ser instalados em fachadas de edifícios, salões, telhados ou ainda em grandes centrais fotovoltaicas [16].

Outro exemplo seria a instalação em coberturas de um estacionamento. Na Figura 2.28, à direita é mostrada uma cobertura com um concentrador com células bifaciais instalado no estacionamento na ISFH junto com uma cobertura composta de módulos convencionais, à esquerda [16].

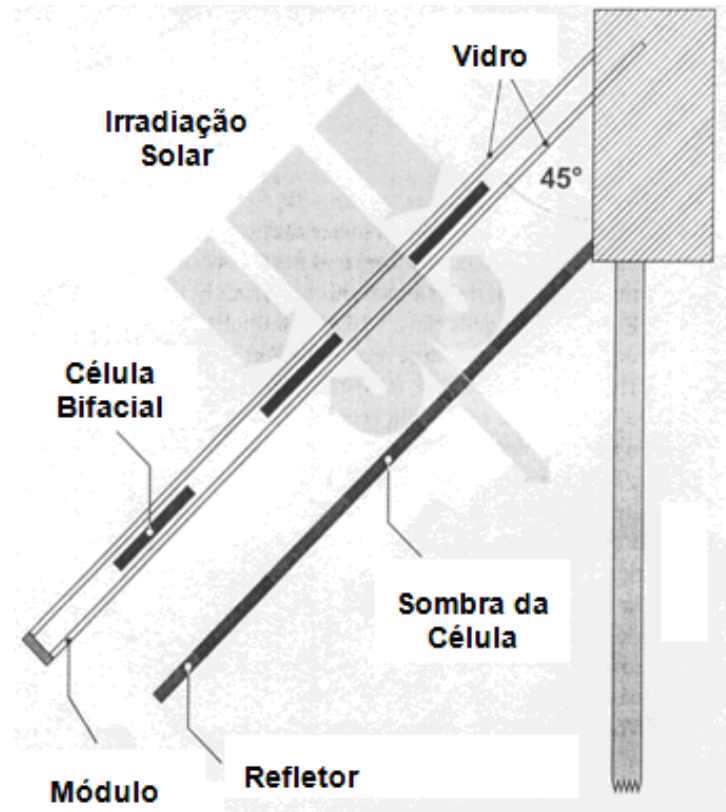


Figura 2.25. Esquema do concentrador estático plano com células bifaciais, instalado na fachada do prédio do ISFH [16].

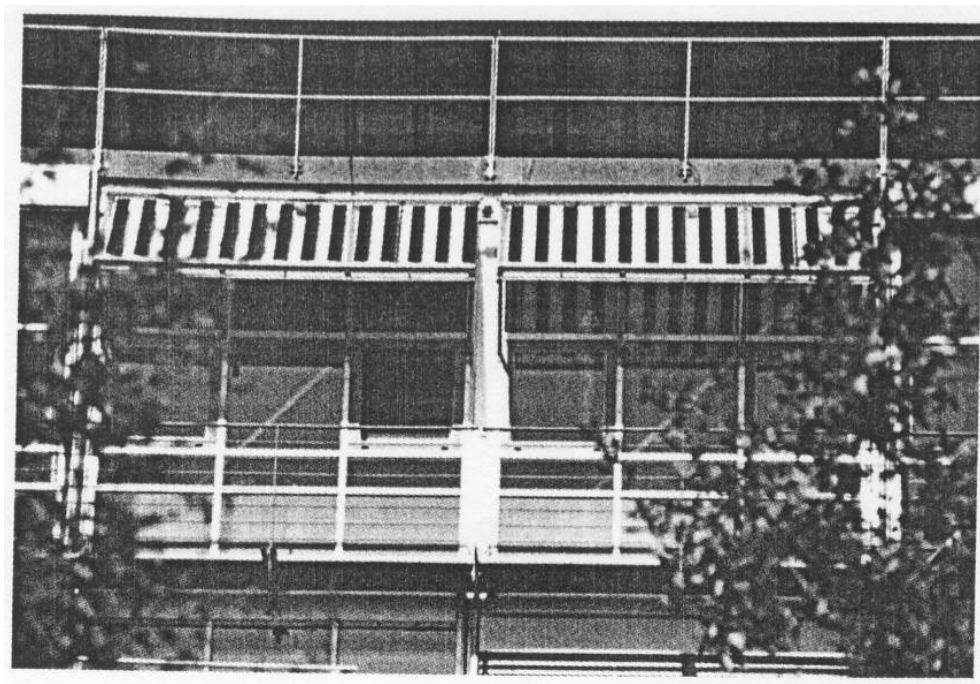


Figura 2.26. Comparação entre dois concentradores estáticos planos com células bifaciais na fachada do prédio do ISFH [16].

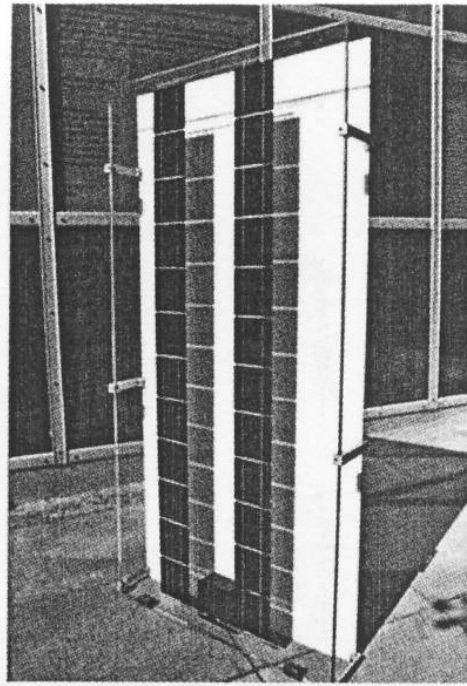


Figura 2.27. Protótipo do módulo concentrador estático plano com células bifaciais desenvolvido pela ISFH [16].

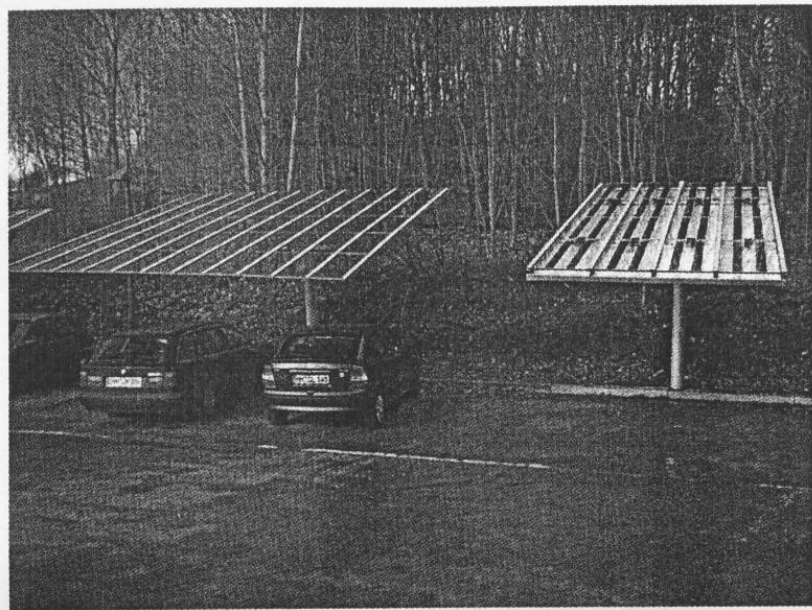


Figura 2.28. Módulos concentradores estáticos planos instalados em coberturas no estacionamento da ISFH [16].

3. FABRICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE PROTÓTIPOS DE MEC-P

3.1. Descrição dos Protótipos

No trabalho de Silveira [7], 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 âmbito desta dissertação foram montados dois protótipos de módulos MEC-P considerando células de 50 mm de aresta. As células foram distribuídas no módulo de modo a produzir tiras de 50 mm de largura e, portanto, a distância entre as tiras, deve ser de 50 mm. Os protótipos construídos foram denominados de A, com dimensões de 615 mm x 315 mm x 60 mm e o protótipo B, com 615 mm x 365 mm x 60 mm. Em ambos, a distância entre as tiras foi de 50 mm, mas no protótipo B, a distância entre a célula da tira lateral e a borda foi de 50 mm em vez de 25 mm. Esta diferença de largura se justifica para analisar o efeito da sombra da estrutura dos protótipos sobre as células solares mais próximas das bordas. A Figura 3.1 apresenta os protótipos, destacando as dimensões.

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 3.2. No vidro, foram encapsuladas três tiras de células solares, com células monofaciais calibradas para medida de irradiância, distribuídas conforme a Figura 3.3: 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 Tecnológico de 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.

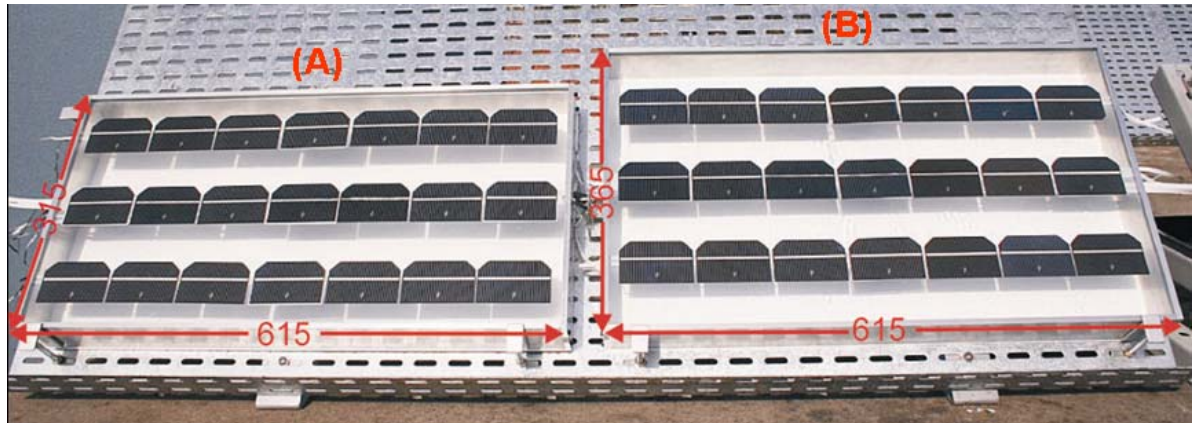


Figura 3.1. Protótipos A e B de MEC-P, destacando suas dimensões, em mm.

As seis células solares monofaciais, distribuídas no protótipo, indicam a irradiância incidente em várias regiões do mesmo por meio da medida de corrente de curto-circuito e uma indica a temperatura de acordo com a tensão de circuito aberto. Elas foram cortadas no sistema de corte a laser no Laboratório de Corte do NT-Solar de acordo com as medidas necessárias. Células solares, cortadas nas mesmas dimensões das células para medição da irradiância, não soldadas, foram colocadas ao longo do módulo, para simular a instalação de várias células solares ligadas em série, simulando assim o efeito de sombra nos protótipos.



Figura 3.2. (a) Estrutura montada do protótipo com o vidro temperado e o refletor de alumínio não pintado e (b) células solares encapsuladas.

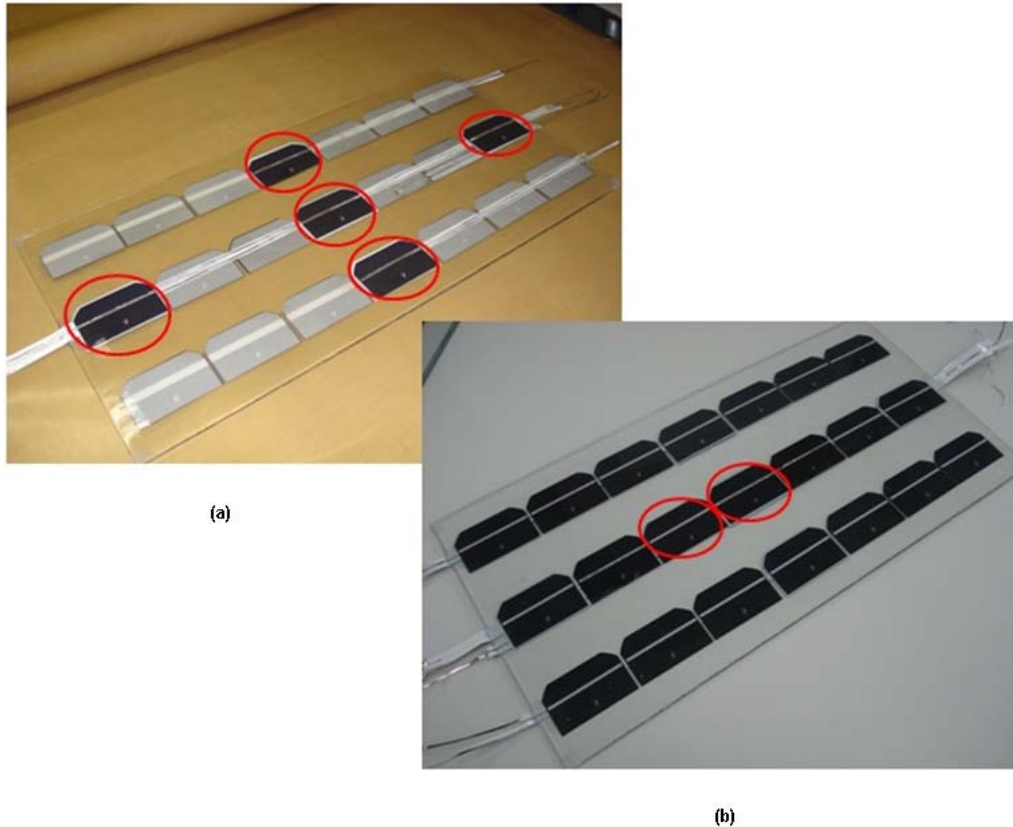


Figura 3.3. Distribuição das células solares soldadas na (a) parte posterior e (b) frontal do protótipo.

3.2. Análise de Tintas Comerciais para Refletor

3.2.1. Análise de Refletância

A tinta utilizada na face posterior interna do módulo, que é uma chapa de alumínio de 1 mm de espessura, tem a finalidade de refletir a radiação solar incidente na superfície interna do sistema óptico, fazendo com que a mesma atinja a face posterior das células bifaciais. A tinta selecionada deve ser branca conforme análise de refletância de diversas cores realizada anteriormente [1].

Para analisar a refletância de tintas brancas, foram lixadas e pintadas as superfícies das amostras de chapas de alumínio de 50 mm x 50 mm x 1 mm, com três tintas comerciais existentes no mercado brasileiro, recomendadas para pinturas em metais. Estas amostras foram medidas no espectrofotômetro Lambda 950 localizado no Laboratório de Óptica, no NT-Solar, para a análise da refletância espectral da tinta.

O espectrofotômetro Lambda 950, representado na Figura 3.4, é um equipamento que permite medir a transmitância e a refletância nas regiões do ultravioleta, visível e infravermelho próximos para comprimentos de onda que variam de 185 nm a 3000 nm. É constituído de duas fontes de radiação e apresenta pouco ruído e longo período de estabilidade. Este aparelho possui duas redes de difração, que têm a função de decompor a luz policromática em vários intervalos de comprimento de onda, obtendo um feixe de radiação quase monocromático. Esta radiação, após atravessar um compartimento contendo a amostra, atinge o detector, onde o sinal é captado e enviado a um micro-computador, que armazena os dados dos espectros transmitidos ou refletidos durante a medição [17],[18].

As medidas de refletância foram realizadas com uma esfera integradora de 150 mm de diâmetro, revestida internamente com BaSO₄. O detector recebe a radiação oriunda de uma zona da esfera, sendo que a irradiância detectada é proporcional a reflexão na amostra.



Figura 3.4. Espectrofotômetro Lambda 950 do Laboratório de Óptica do NT-Solar [18].

A Figura 3.5 apresenta a refletância de amostras de tinta branca *Hammerite*[®], da *Tintas Coral*[®], onde esta apresentou uma refletância média de 90,6 %, na faixa de comprimento de onda entre 400 nm e 1050 nm. A cada demão de tinta, pintada na amostra de alumínio, foi realizada a medida da refletância com o espectrofotômetro. Observou-se que, após a terceira demão, a refletância média da tinta permanecia constante.

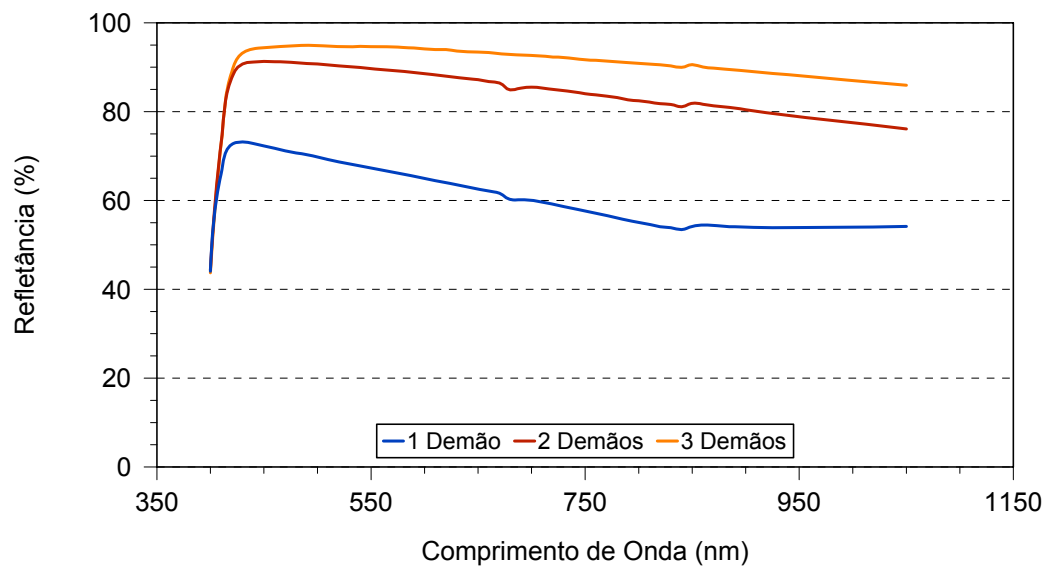


Figura 3.5. Refletância em função do comprimento de onda de amostras de alumínio pintadas com a tinta branca *Hammerite*[®].

Na Figura 3.6 são apresentadas as refletâncias de amostras pintadas com tintas brancas semelhantes à *Hammerite*[®]. A refletância média para as tintas não encapsuladas e com três demãos foi de 89,3 % para a tinta *Coralit*[®] da *Coral Dulux*[®] e 83,7 % para a tinta *Metalatex Eco*[®] da *Sherwin Williams*[®].

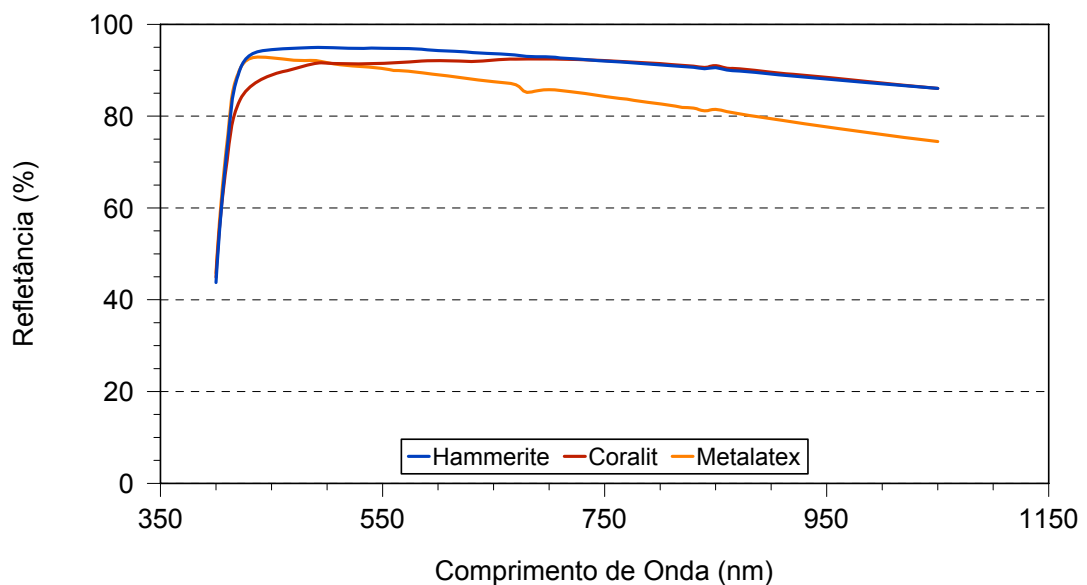


Figura 3.6. Refletâncias de amostras de alumínio pintadas com as tintas *Coralit*[®], *Hammerite*[®] e *Metalatex Eco*[®], com três demãos.

3.2.2. Análise do Envelhecimento das Tintas Comerciais para Refletor

Com o objetivo de avaliar as tintas sob radiação solar e radiação ultravioleta (UV), foram realizados dois testes. No primeiro, foram preparadas amostras e as mesmas foram submetidas à radiação solar por um período de sete meses. No segundo, as amostras foram submetidas à radiação ultravioleta A e B em câmara de envelhecimento UV.

3.2.2.1. Teste de exposição à condições externas

A norma IEC 61215 [19] prevê que módulos fotovoltaicos devem passar por um teste de exposição ao ar livre por um período mínimo em que os módulos estejam submetidos a 60 kWh/m². Para Porto Alegre, este valor é atingido em menos de um mês de exposição, para superfícies inclinadas de 48° em relação a horizontal.

Foram preparadas amostras de alumínio pintadas com as tintas *Hammerite*[®] e *Coralit*[®]. As amostras foram encapsuladas na laminadora localizada no Laboratório de Laminação do NT-Solar, com EVA (acetato de vinila) e vidro. As amostras foram encapsuladas a fim de colocá-las em exposição em condições similares as de operação do módulo MEC-P, ou seja, com a radiação solar sendo filtrada pelo vidro e EVA. Foram instaladas num suporte confeccionado em madeira com um ângulo de inclinação 48° [20] e instaladas no terraço do NT-Solar, para analisar a qualidade das tintas em situações externas (sol, chuvas, mudanças de temperatura, etc.) A Figura 3.7 apresenta uma amostra instalada. Foi medida a refletância antes da instalação e este parâmetro novamente foi medido após a exposição. A refletância média calculada após o encapsulamento para a tinta *Hammerite*[®] e a tinta *Coralit*[®] foi de 63,3 % e 60,4 %, respectivamente. Após a exposição, a média para a tinta *Hammerite*[®] foi de 63,4 % e para a tinta *Coralit*[®] foi de 60,6 % como é mostrado nas Figuras 3.8 e 3.9. Os protótipos ficaram expostos no período do dia 19 de Dezembro de 2006 ao dia 19 de Julho de 2008.

Cabe observar que as refletâncias das amostras com o vidro são menores devido ao acoplamento óptico entre vidro, EVA e pintura branca. Em relação aos resultados, observou-se que a refletância aumentou para baixos comprimentos de



Figura 3.7. Amostra de alumínio pintado com tinta branca e encapsulada com EVA e vidro.

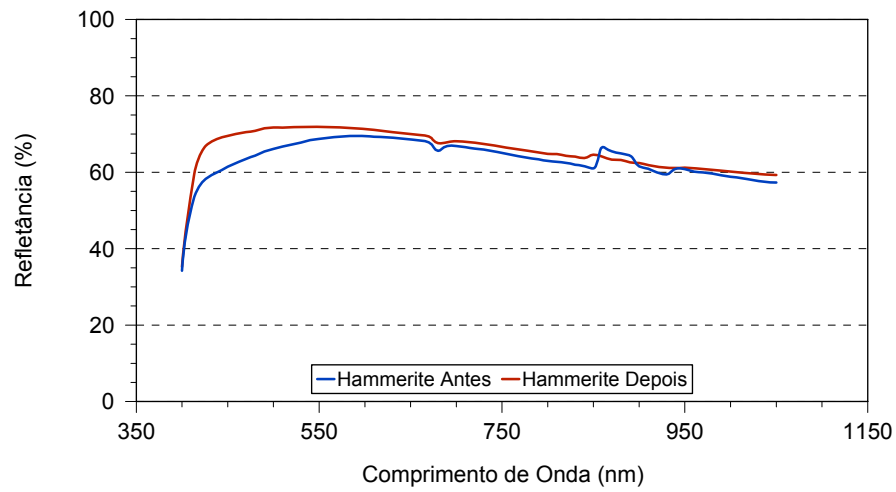


Figura 3.8. Refletância de amostras pintadas com a tinta *Hammerite*[®], antes e após o período de exposição à radiação solar em condições externas.

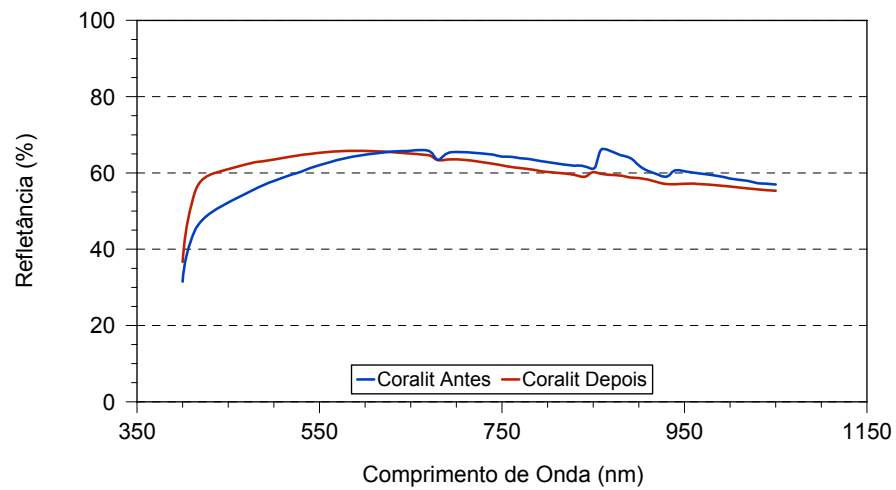


Figura 3.9. Refletância da tinta *Coralit*[®], antes e após a exposição à condições externas.

onda e que a amostra com tinta *Coralit*[®] apresentou uma pequena degradação na faixa de 700 nm a 1050 nm.

3.2.2.2. Teste de exposição à radiação ultravioleta

Com o objetivo de avaliar o comportamento da tinta branca de maior refletância, a *Hammerite*[®], sob a ação de radiação ultravioleta (UV) segundo a norma IEC 61345 [19], foram preparadas amostras para a realização do teste. A norma IEC 61345 define que módulos fotovoltaicos devem passar por teste de radiação UV. Para a faixa de comprimentos de onda de 280 nm a 320 nm, a irradiação deve ser igual a 7500 Wh/m² e na faixa compreendida de 320 nm a 400 nm a irradiação deve ser igual a 15000 Wh/m². Além disso, a temperatura da câmara deve ser mantida em (60 ± 5) °C.

A câmara UV utilizada para o envelhecimento acelerado foi uma *QUV/se*, marca *Q-Panel*, com controle de irradiância. A Figura 3.10 ilustra esta câmara.

A câmara UV foi projetada para testes de amostras em condições aceleradas, reproduzindo atmosferas com irradiação UVA e/ou UVB com condensação/choque térmico, simulando os efeitos sobre corpos de prova expostos à radiação solar, chuva e orvalho.



Figura 3.10. Câmara UV de envelhecimento acelerado.

Para a exposição das amostras na câmara UV, não é possível irradiar uma faixa do espectro de cada vez, isto é, é impossível irradiar primeiro 280-320 nm, um total de 7.500 Wh/m² e, posteriormente, irradiar na faixa de 320-400 nm, os 15.000 Wh/m² restantes. Isso se justifica porque ambas as lâmpadas utilizadas na câmara UV possuem as duas faixas do espectro com diferentes irradiâncias espectrais. As lâmpadas UVA-340 e UVB-313 irradiam com maior intensidade em determinadas faixas, tendo picos de irradiância em 340 nm (UVA-340) e de 313 nm (UVB-313). A Figura 3.11 apresenta a irradiância de ambas as lâmpadas no plano de medição.

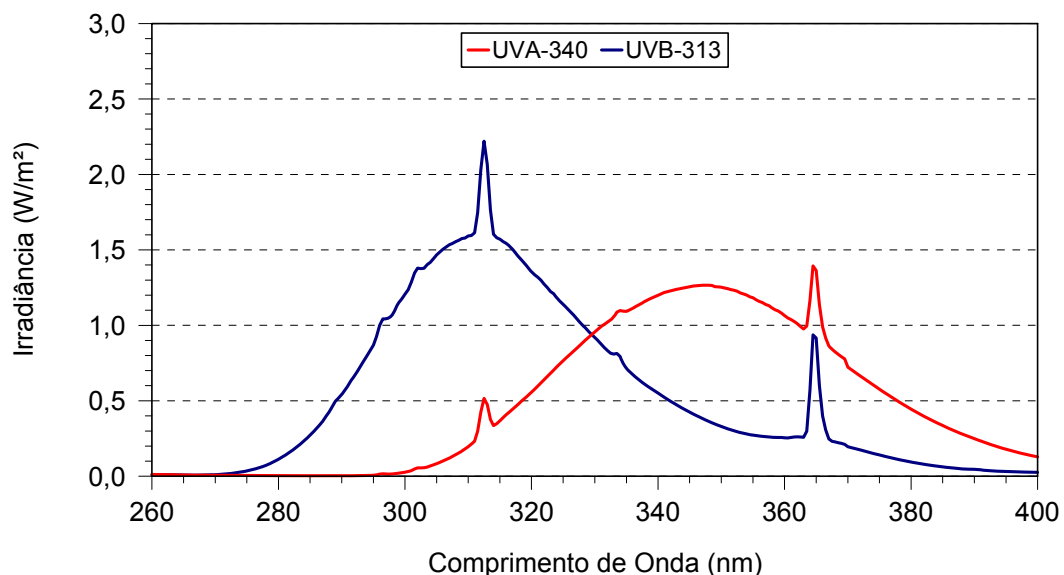


Figura 3.11. Irradiância das lâmpadas UVA-340 e UVB-313 em função do comprimento de onda [21].

Para determinar o tempo necessário para se obter as irradiações previstas pela norma IEC 61345 [19], mediu-se a irradiância de cada conjunto de lâmpadas, para diferentes potências da câmara, com um espectrorradiômetro da *Instrument Systems*, modelo *Spectro 320*. Os dados de irradiância espectral foram integrados para determinar o número de horas necessário, considerando que a lâmpada UVA-340 tem uma parcela de irradiação na faixa de 280 nm a 320 nm e que a lâmpada UVB-313 também irradia na faixa de 320 nm a 400 nm [21].

A Tabela 3.1 apresenta o número de horas necessárias para atingir os valores de irradiação previstos pela norma IEC 61345 [19], para cada tipo de lâmpada, considerando uma irradiância para a lâmpada UVA e vários níveis para a lâmpada UVB [21].

Tabela 3.1. Irradiância da câmara UV para lâmpadas UVA e UVB e a quantidade de dias de operação da câmara para atingir-se a irradiação prevista na norma IEC-61345. t_{UVA} é o tempo de exposição à radiação UVA e t_{UVB} é o tempo de exposição à radiação UVB [21].

Irradiância UVA (W/m^2)	Irradiância UVB (W/m^2)	t_{UVA} (h)	t_{UVB} (h)	t_{UVA} (dias)	t_{UVB} (dias)	Total (dias)
1,75	0,35	134	662	5,6	27,6	33,2
1,75	0,68	135	343	5,6	14,3	19,9
1,75	0,71	135	330	5,6	13,8	19,4
1,75	1,32	134	176	5,6	7,3	12,9
1,75	1,5	134	157	5,6	6,5	12,1
1,75	1,75	134	135	5,6	5,6	11,2

Nesta dissertação usou-se a última combinação marcada na Tabela 3.1, totalizando 11,2 dias de exposição.

Foram colocadas duas amostras na câmara. Em uma, a radiação UV incidia diretamente sobre a pintura e a refletância desta amostra é apresentada na Figura 3.12. Na outra, a amostra pintada foi colocada sob uma chapa de vidro + EVA, simulando a situação de operação no MEC-P. A refletância medida para esta situação de envelhecimento está representada na Figura 3.13.

Observou-se que não houve degradação nas propriedades refletoras da tinta *Hammerite*[®] quando a amostra foi instalada sob uma chapa de vidro + EVA, pois o vidro filtra parcialmente a radiação ultravioleta. Por outro lado, a amostra sem vidro + EVA exposta diretamente à radiação UV apresentou descoloração (tornou-se amarelada) detectada visualmente e pela medição da refletância espectral.

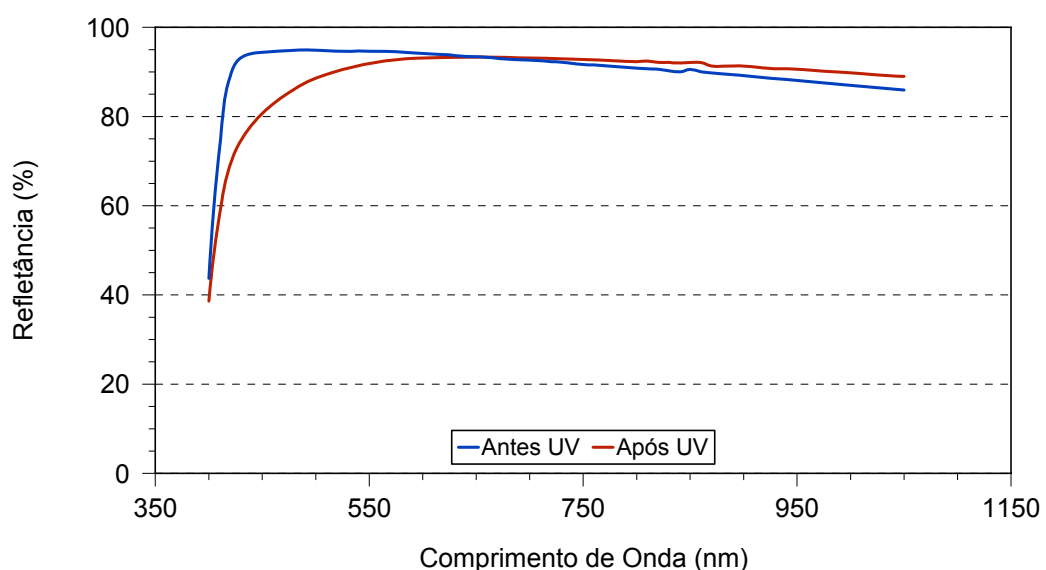


Figura 3.12. Refletância espectral de uma amostra da tinta *Hammerite*[®] antes e após o Teste de exposição à radiação UV.

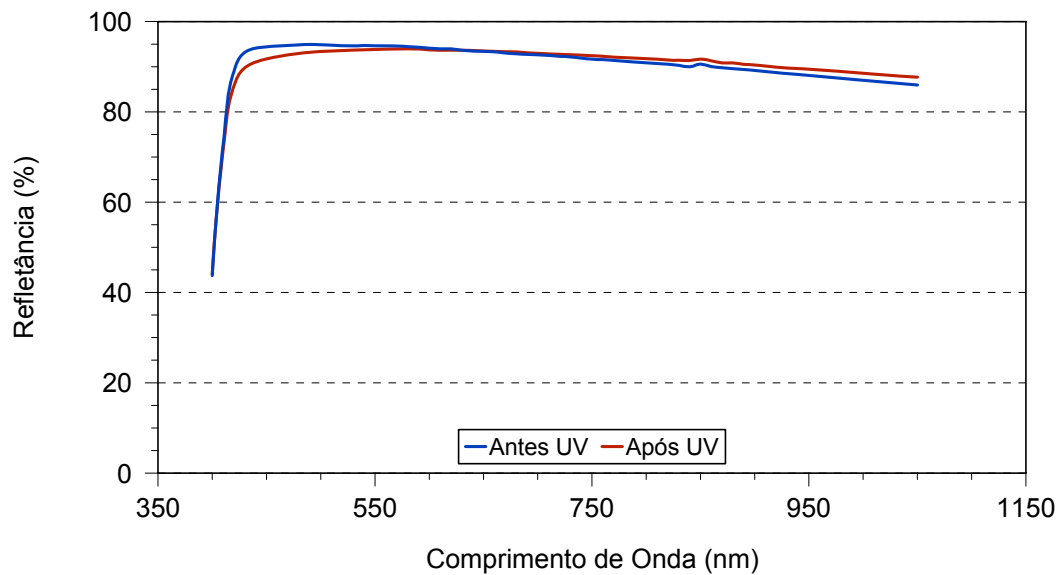


Figura 3.13. Refletância espectral de uma amostra da tinta *Hammerite*® instalada sob uma chapa de vidro + EVA antes e após o Teste de exposição à radiação UV.

3.3. Montagem dos Protótipos

3.3.1. Caracterização das Células Solares

O sistema de caracterização de células solares utilizado é um simulador solar com iluminação permanente que proporciona um feixe de radiação solar ininterrupto durante todo o tempo de medição. O sistema de iluminação é alimentado por uma corrente contínua muito estabilizada [22].

As células solares foram caracterizadas no simulador solar como é apresentado na Figura 3.14, com temperatura e irradiância padrões de 25 °C e 1000 W/m², respectivamente e espectro solar AM1,5G, obtendo-se a curva característica e os principais parâmetros elétricos das células solares. A Figura 3.15 apresenta a curva I-V de duas células solares utilizadas nesta dissertação.

Para usar uma célula como sensor de irradiância é importante que a curva I-V seja uma reta paralela ao longo do eixo da tensão para os valores deste parâmetro próximos de zero. Células com resistência série elevada ou reduzida resistência em paralelo não devem ser usadas para medir a irradiância, pois perde-se a linearidade entre a corrente de curto-circuito e a irradiância.

Nas células solares B* e 10*, localizadas na faixa central dos protótipos, realizou-se a medição da tensão de circuito aberto em função da variação da

temperatura entre 10 °C e 60 °C e com a irradiância constante de 1000 W/m². Também foi realizada a medida da tensão de circuito aberto com a variação de irradiância para uma temperatura constante de 25 °C. A irradiância foi variada entre 400 W/m² e 1300 W/m² com uma temperatura constante de 25 °C. Os resultados estão apresentados nas Figuras 3.16 e 3.17.

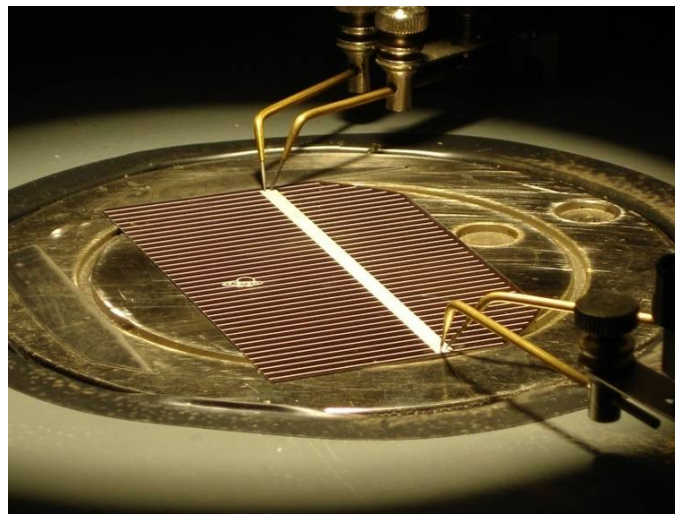


Figura 3.14. Caracterização da célula solar no simulador solar.

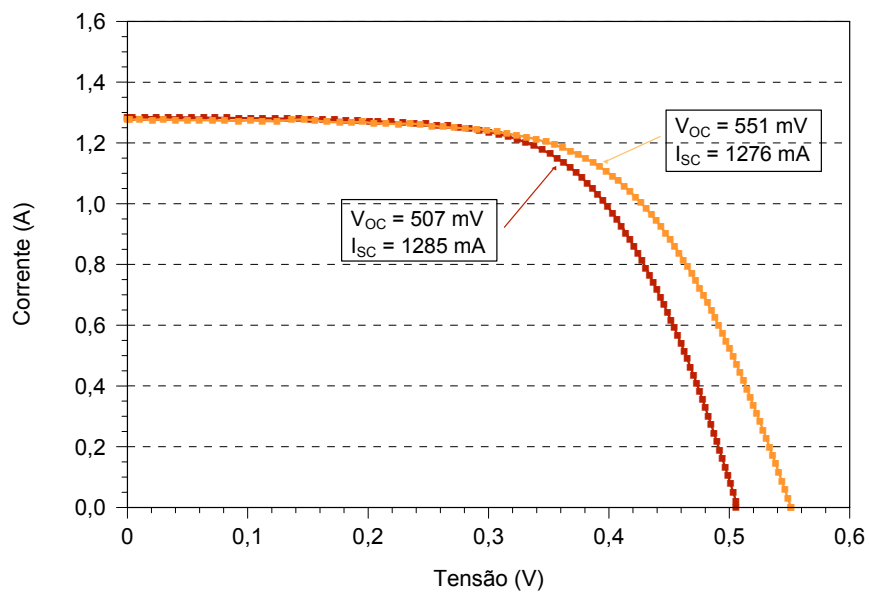


Figura 3.15. Curva I-V de duas células solares utilizadas nesta dissertação, destacando a corrente de curto-circuito (I_{SC}) e tensão de circuito aberto (V_{OC}).

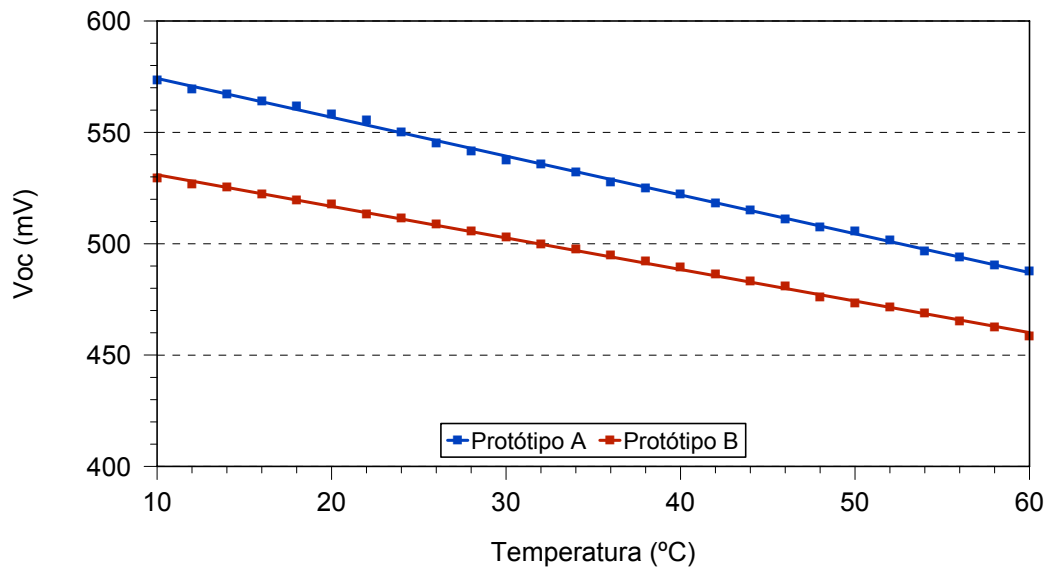


Figura 3.16. Variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura para as células dos protótipos A e B, sob irradiância de 1000 W/m^2 .

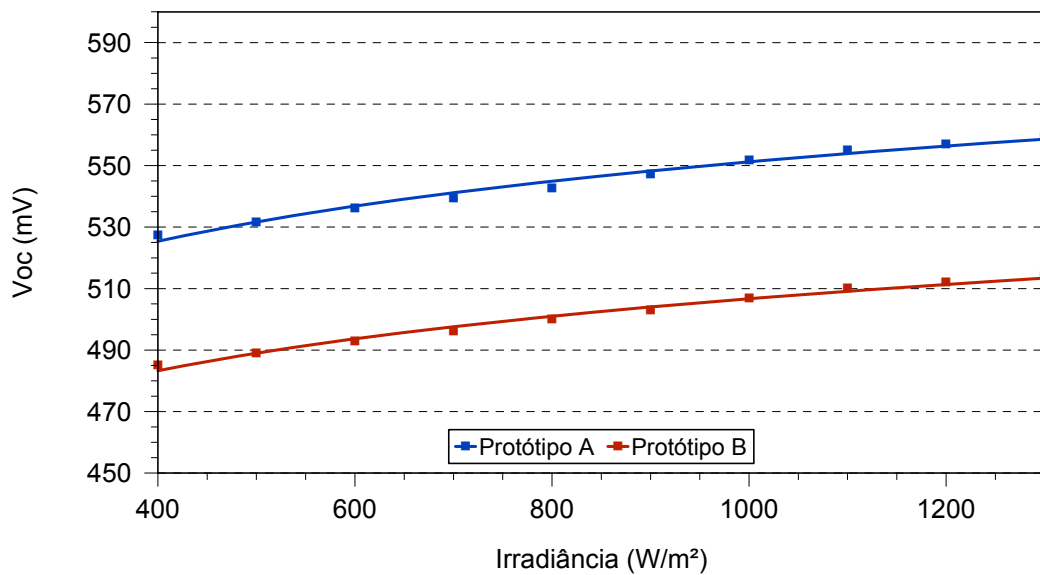


Figura 3.17. Tensão de circuito aberto em função da irradiância incidente para as células dos protótipos A e B, numa temperatura constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

As equações de ajuste experimental entre V_{OC} e temperatura, para a célula B* e 10*, usadas nos protótipos A e B, respectivamente, são:

$$V_{OC} [\text{mV}] = -1,743 \cdot (T_{\text{cel}} [^\circ\text{C}] - 25^\circ\text{C}) + V_{OC-CE} [\text{mV}] \quad (3.1)$$

$$V_{OC}[\text{mV}] = -1,418 \cdot (T_{\text{cel}}[^\circ\text{C}] - 25^\circ\text{C}) + V_{OC-CE}[\text{mV}] \quad (3.2)$$

onde V_{OC-CE} é a tensão de circuito aberto em condições padrão, sendo de 553 mV para a célula B* e 507 mV para a célula 10*.

As equações que relacionam a V_{OC} e a irradiância (G), para as células B* e 10* dos protótipos A e B, respectivamente, são:

$$V_{OC}[\text{mV}] = 28,21 \cdot \ln(G[\text{W}/\text{m}^2]) + 356,4 \quad (3.3)$$

$$V_{OC}[\text{mV}] = 23,92 \cdot \ln(G[\text{W}/\text{m}^2]) + 341,3 \quad (3.4)$$

Combinando as Equações 3.1 e 3.3 e as Equações 3.2 e 3.4 obtém-se duas expressões que relacionam a temperatura da célula (T_{cel}) com a V_{OC} medida e a irradiância (G), para as células dos protótipos A e B, respectivamente [4]:

$$T_{\text{cel}}[^\circ\text{C}] = \frac{0,553 - V_{OC-M}[\text{V}] - 28,21 \cdot \ln\left(\frac{1000}{G[\text{W}/\text{m}^2]}\right)}{1,743} + 25^\circ\text{C} \quad (3.5)$$

$$T_{\text{cel}}[^\circ\text{C}] = \frac{0,507 - V_{OC-M}[\text{V}] - 23,92 \cdot \ln\left(\frac{1000}{G[\text{W}/\text{m}^2]}\right)}{1,418} + 25^\circ\text{C} \quad (3.6)$$

onde V_{OC-M} é a tensão de circuito aberto medida.

3.3.2. Laminação

Para proteger as células solares das intempéries, as mesmas são laminadas em chapas de vidro utilizando-se o acetato de vinila. A Figura 3.18 apresenta os materiais empregados na laminação.

A Figura 3.19 mostra o equipamento de laminação e a Figura 3.20 apresenta um ciclo completo de laminação, identificando a temperatura da placa térmica, vácuo na parte superior e vácuo na parte inferior. A seqüência do processo inicia-se logo após o fechamento da câmara, iniciando com um pré-aquecimento (*preset*, PS), atingindo-se 70 °C. Durante o ciclo 1, o EVA está em forma de gel e inicia-se o vácuo na parte inferior da câmara. No ciclo 2, a temperatura é aumentada para 90 °C e desconecta-se o vácuo da parte superior, e assim, a membrana de silicone interna pressiona o módulo. No ciclo 3, a temperatura sobe para 150 °C para a realização da cura do EVA. Depois da cura, o sistema é refrigerado e depois é conectado o vácuo na parte superior da câmara a fim de soltar a membrana de silicone do módulo fotovoltaico laminado.

Na grande maioria dos módulos convencionais, as células são laminadas formando um conjunto vidro + EVA + células + EVA + filme posterior, sendo este filme uma composição de polímero fluorado (PVF) e polietileno tereftalato (PET) de cor branca. No caso desta dissertação, considerando que o MEC-P está constituído de células bifaciais, optou-se usar uma chapa de vidro na face posterior.

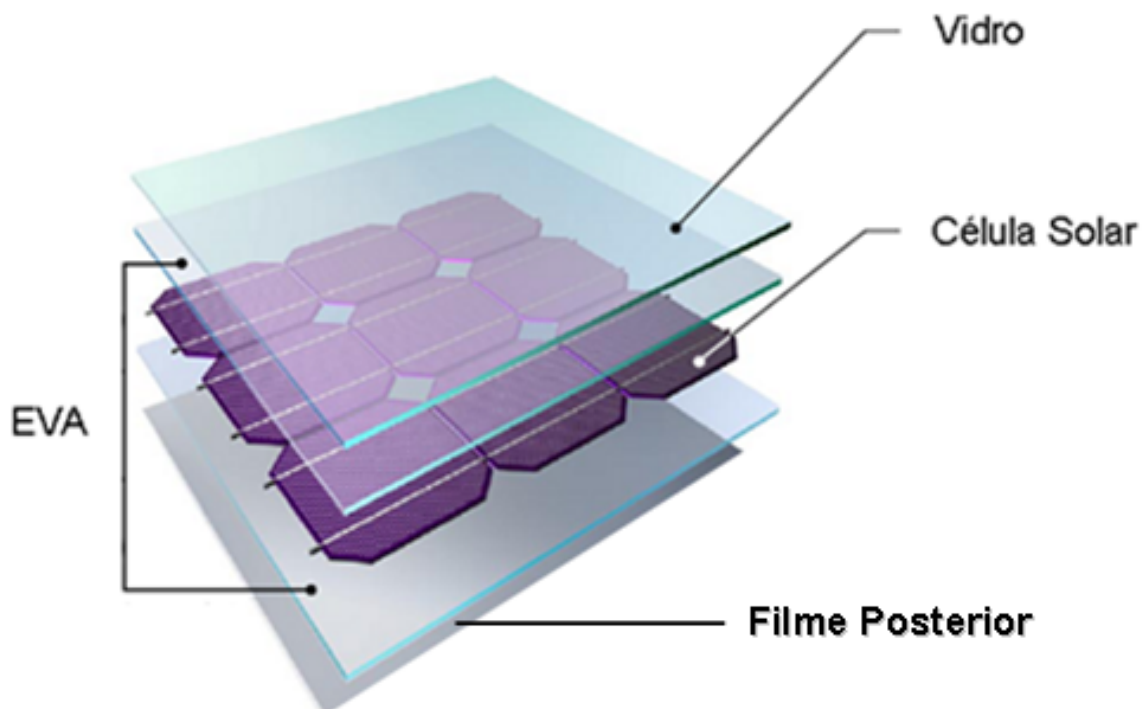


Figura 3.18. Encapsulamento das células solares.



Figura 3.19. Laminadora modelo L150 A, da P-Energy localizada no Laboratório de Laminação do NT-Solar.

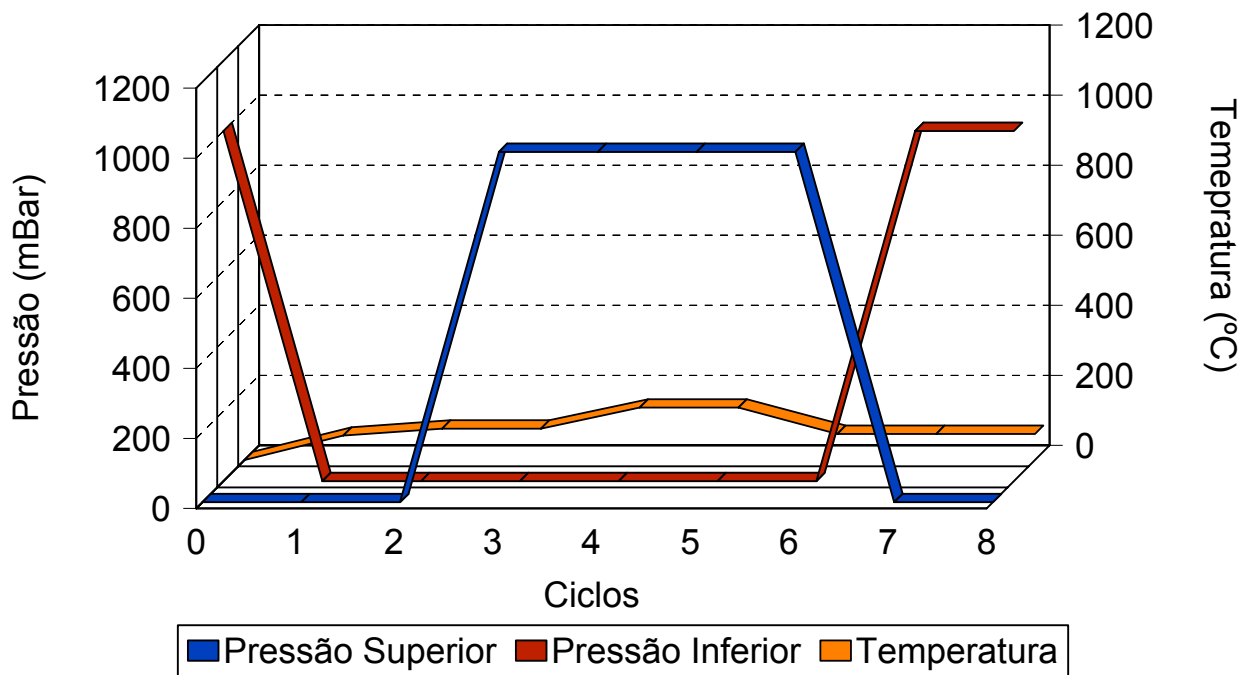
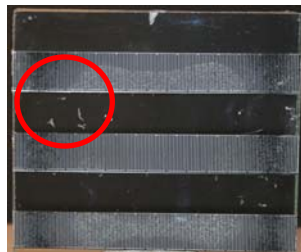


Figura 3.20. Ciclos e parâmetros do processo de laminação.

Para fabricar os primeiros protótipos com duplo vidro foram utilizados os parâmetros normalmente usados no NT-Solar [23] para laminação do conjunto vidro + EVA + células + EVA + filme posterior. No entanto, observou-se que não era possível extrair as bolhas de ar, mesmo em protótipos de teste, isto é, de área pequena (150 mm x 150 mm).

Foi realizada uma série de experimentos de laminação, variando o tempo do ciclo 1, conforme orientações do fabricante da laminadora, a empresa *P-Energy*. Para os maiores tempos, as bolhas foram eliminadas nos protótipos de teste, como pode ser visto na Figura 3.21 (a). No entanto, para protótipos com as dimensões dos módulos MEC-P que seriam fabricados, ainda formaram-se bolhas localizadas, como mostra a Figura 3.21 (b). Nos primeiros protótipos de teste somente foram colocadas tiras de papel simulando células solares. Ao colocar células e fitas, formaram-se regiões extensas com ar, como se pode ver na Figura 3.21 (c).



(a)



(b)



(c)

Figura 3.21. Protótipos laminados com duplo vidro, destacando-se as regiões com bolhas.

Para resolver o problema desta formação de bolhas no processo de laminação, optou-se por eliminar o vidro posterior, sendo que se formou um conjunto vidro + EVA + células + EVA. Para esta configuração, a lona com teflon utilizada na laminadora atuou como o filme posterior durante a laminação, mas sendo destacada do protótipo no final do processamento. Usando-se os parâmetros de processo ajustados para módulos convencionais obtiveram-se protótipos sem formação de bolhas de ar.

Do ponto de vista de propriedades ópticas, a configuração sem vidro posterior apresenta uma maior transmitância. Além disto, reduziu-se a peso do módulo. Por outro lado, o EVA não coberto com o vidro aumenta a área de exposição à umidade, o que a longo prazo pode produzir delaminações e/ou mudança na coloração do EVA.

Após a caracterização das células, estas foram soldadas, cada uma, manualmente com uma fita de cobre/prata e, em seguida, testadas no simulador solar para verificar se os contatos foram devidamente soldados. Realizado este processo, as células foram encapsuladas na laminadora, com as mesmas entre o vidro temperado e o material encapsulante EVA, como foi descrito anteriormente.

3.3.3. Calibração das Células Solares

As sete células solares, soldadas e encapsuladas, em cada protótipo, foram calibradas sob radiação solar, em dias com céu sem nuvens, para irradiâncias entre 300 W/m^2 e 1000 W/m^2 .

As células foram conectadas a resistores (shunt) a fim de permitir a medida da corrente de curto-circuito pela queda de tensão nestes. Os resistores foram colocados em caixas de conexão para proteção dos mesmos. Como as células apresentam correntes de curto-circuito da ordem de 1,2-1,3 A, usaram-se dois resistores de $0,1 \Omega$ associados em paralelo. Deste modo, para 1000 W/m^2 , a queda de tensão na célula é pequena o suficiente para manter a linearidade entre tensão medida no shunt e irradiância.

O sistema de calibração consiste em um micro-computador instalado com o programa *Benchlink* para a aquisição de dados, um multímetro digital *Agilent 39470A* com a placa multiplexadora com vinte canais *Agilent 34901A*, uma plataforma móvel com ajuste de inclinação, um piranômetro *Eppley PSP* e as células

solares que foram caracterizadas e encapsuladas. O piranômetro também é conectado ao multiplexador para informar a irradiância solar naquele determinado momento em que os dados são adquiridos. Este piranômetro está localizado na plataforma móvel de medição de dados, conforme mostra a Figura 3.22.

Para que a radiação solar incidisse perpendicularmente ao plano das células, as mesmas foram instaladas em uma plataforma móvel. O alinhamento entre a normal ao plano e a radiação solar foi conferido por um indicador de sombra, específico para este fim.

A interface utilizada foi a interface RS232 que é compatível com os instrumentos de diversos fabricantes e permite montar um sistema de aquisição de dados flexível e programável.

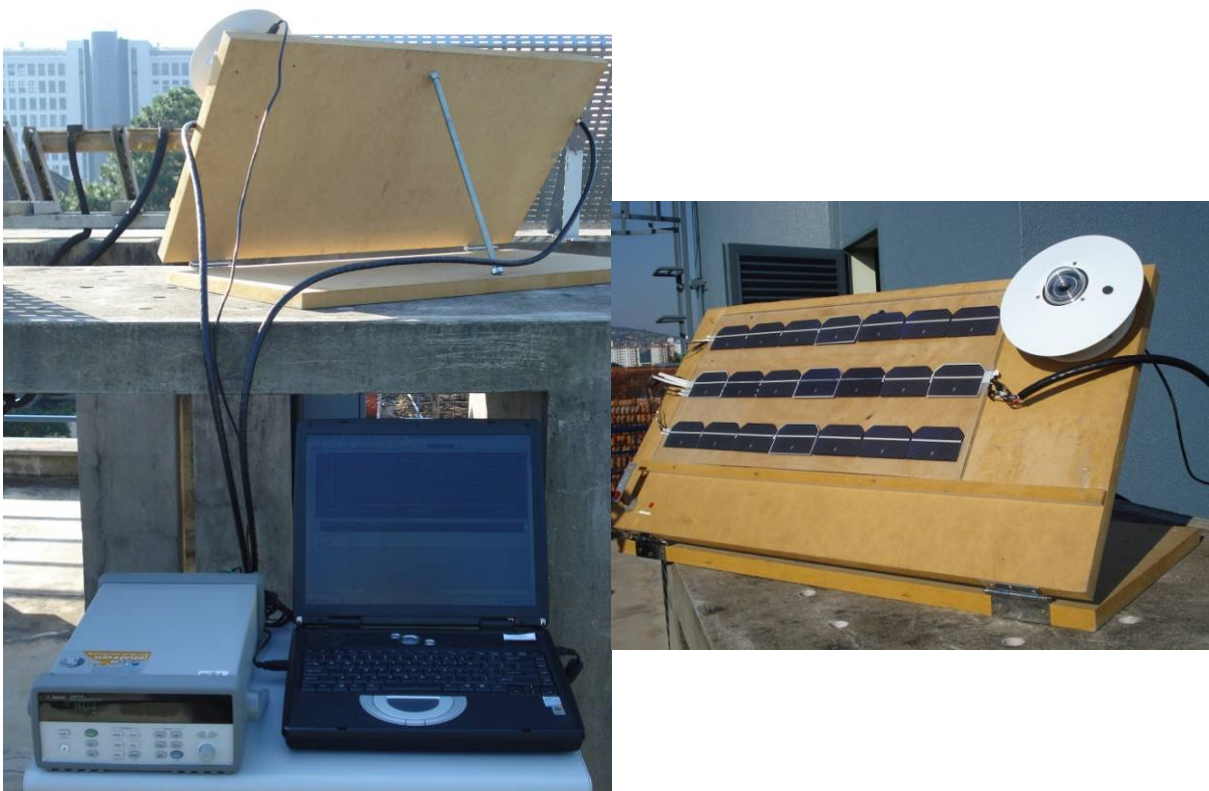


Figura 3.22. Sistema para calibração de células solares.

Os dados adquiridos informam a variação da queda de tensão nos resistores shunts associados a cada célula em função da variação da irradiância medida por meio do piranômetro. As medições foram realizadas a cada 20 segundos.

Com os dados adquiridos, foram calculadas as constantes de calibração de cada célula solar para calcular posteriormente a irradiação solar que incide nas células localizadas em diversos pontos, nos protótipos. A Figura 2.23 apresenta a tensão no resistor associado a uma célula em função da irradiação incidente, dados utilizados para calibrar a célula solar.

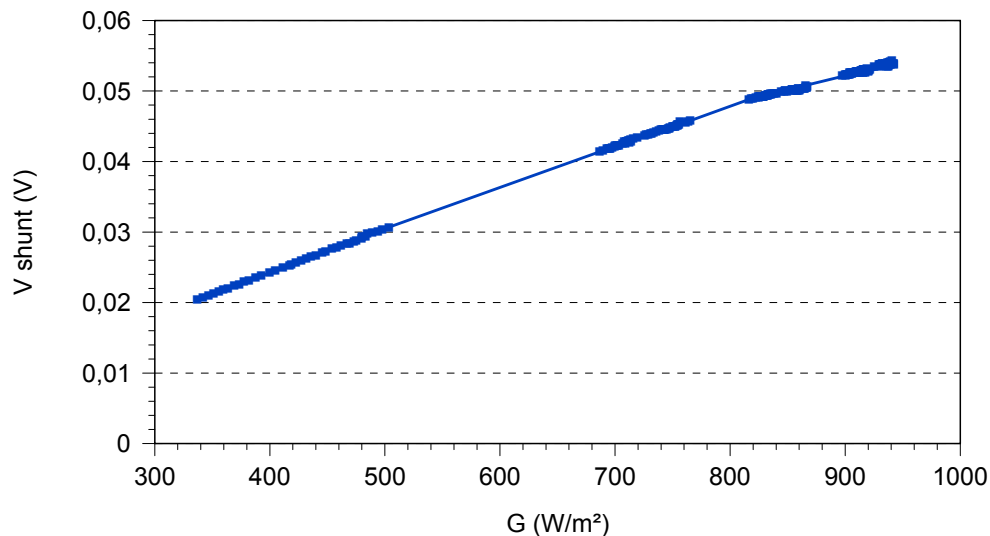


Figura 3.23. Tensão no resistor shunt associado a uma célula solar, em função da irradiação incidente.

3.3.4. Montagem e Instalação dos Protótipos

A chapa de vidro com as células encapsuladas foi montada em uma estrutura de alumínio de espessura igual a 7 mm, com sulcos para o encaixe do vidro. Nestes sulcos foi colocado silicone de vedação PV804, da *Dow Corning*[®], específico para aplicações em módulos fotovoltaicos. Após a montagem do quadro de alumínio, foi instalado o refletor pintado com a tinta *Hammerite*[®] (três demãos), por meio de parafusos, colocando-se o mesmo vedante entre o refletor e o quadro de alumínio.

A seguir foram vedadas as regiões por onde são extraídas as tiras de conexão elétrica. Para não haver umidade na parte interna dos protótipos, foi injetado nitrogênio ultrapuro e os mesmos foram selados com silicone comercial.

A estrutura para a instalação dos protótipos consiste em uma eletrocalha perfurada e fixada, por meio de parafusos, a duas mãos francesas com um ângulo

de 48° em relação à horizontal. As mãos francesas foram fixadas por meio de parafusos na mesa localizada no terraço do prédio do NT-Solar. A Figura 3.24 mostra os protótipos instalados no Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar / PUCRS.

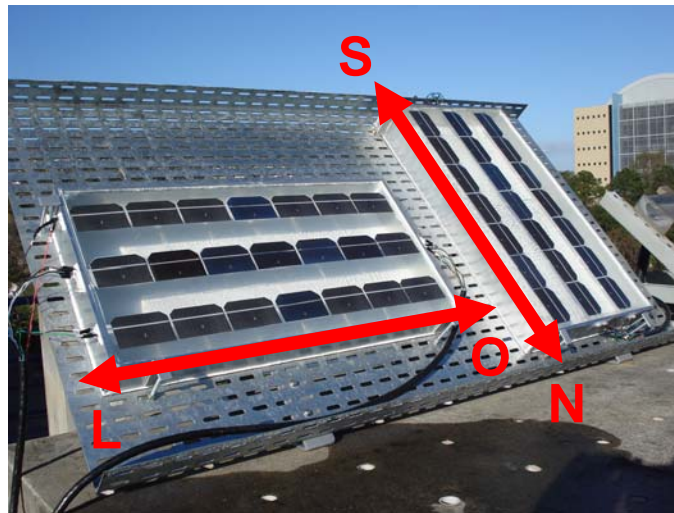


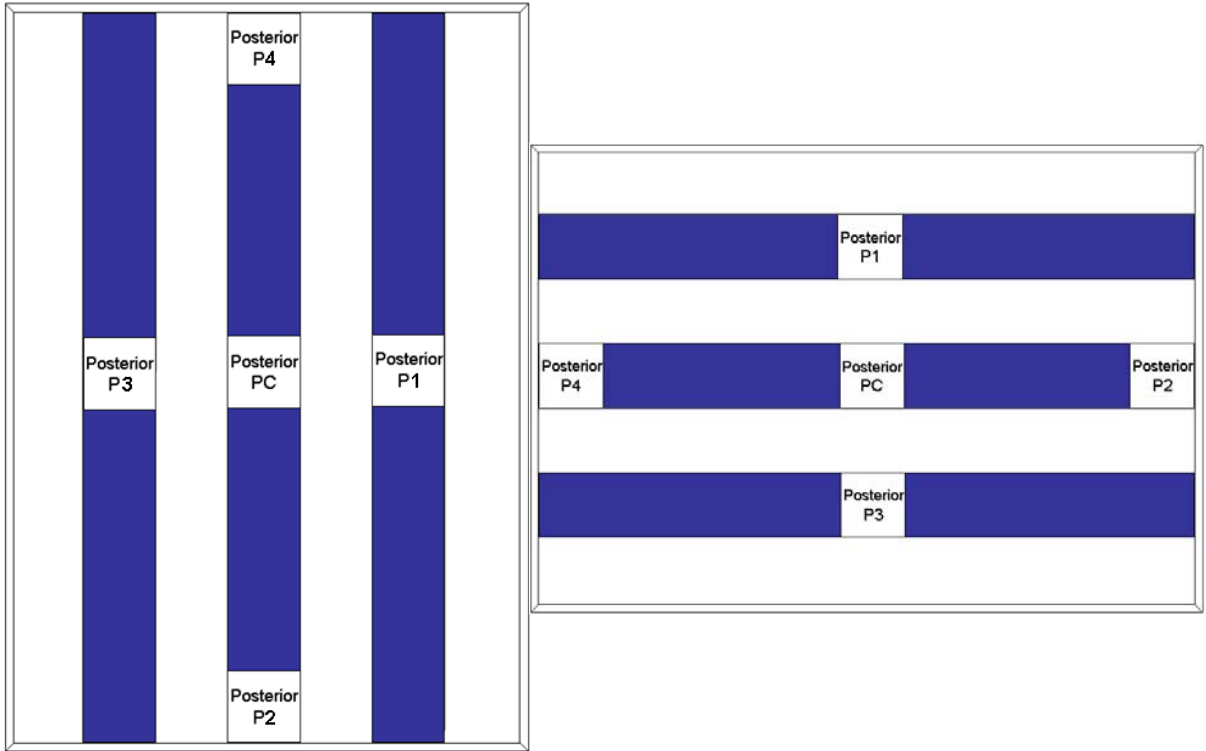
Figura 3.24. Esquema da colocação dos protótipos no Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar.

Os dois protótipos fabricados foram instalados com as tiras orientadas no sentido leste-oeste ou no sentido norte-sul, como pode ser visto na Figura 3.24.

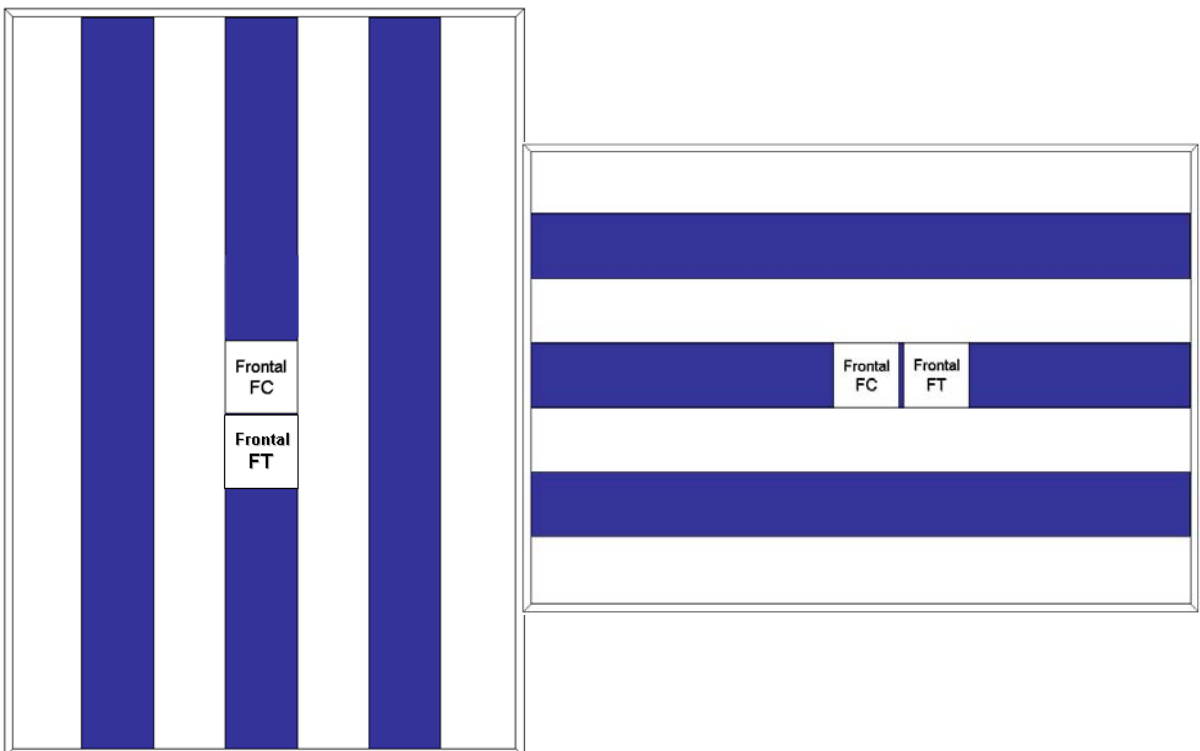
As Figuras 3.25 (a) e 3.25 (b) mostram a posição de cada célula de medição nos protótipos desenvolvidos. Convém salientar que as células com a denominação “posterior” estão voltadas para o refletor branco, medindo assim a radiação solar advinda deste plano. A designação “frontal” indica que a célula foi utilizada para medir a irradiância incidente no plano do módulo. A célula usada para medir a temperatura (FT) foi encapsulada ao lado da célula central frontal.

Os protótipos, instalados no Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar foram conectados a um multiplexador *Agilent* 34901A, colocado em um multímetro *Agilent* 39470A. Da mesma forma utilizada na calibração das células apresentada na seção 3.3.3, este multímetro foi conectado a um micro-computador por interface RS232.

A queda de tensão em cada resistor shunt 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.



(a)



(b)

Figura 3.25. Posição das células para medição da irradiância na face (a) frontal e (b) posterior da chapa de vidro.

3.3.5. Análise dos Resultados

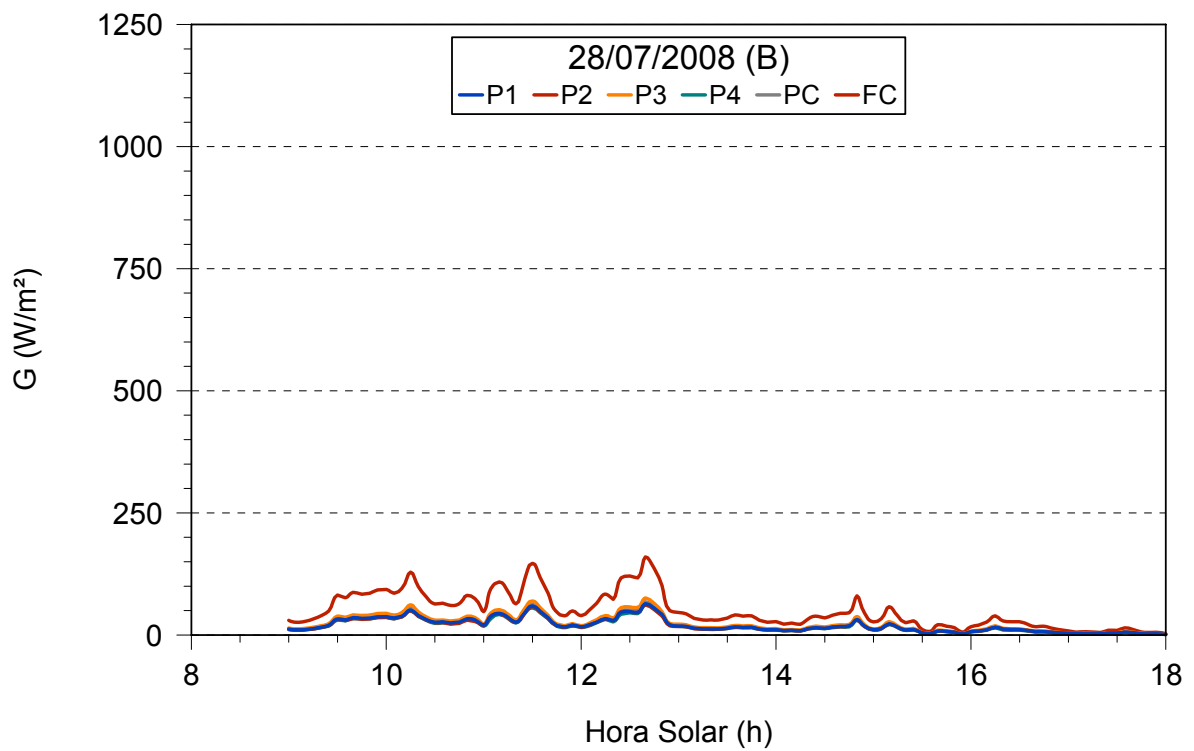
3.3.5.1. Protótipo B com tiras orientadas no eixo leste-oeste

As Figuras 3.26 a 3.28 apresentam a irradiância incidente em cada célula do protótipo B e a concentração óptica para o caso da instalação do mesmo com as tiras de células orientadas no eixo leste-oeste. Foram selecionados três dias para apresentar os resultados por serem representativos de um dia nublado, parcialmente nublado e um dia com reduzida quantidade de nuvens, sendo os dias 28/07, 26/07 e 05/08 de 2008, respectivamente.

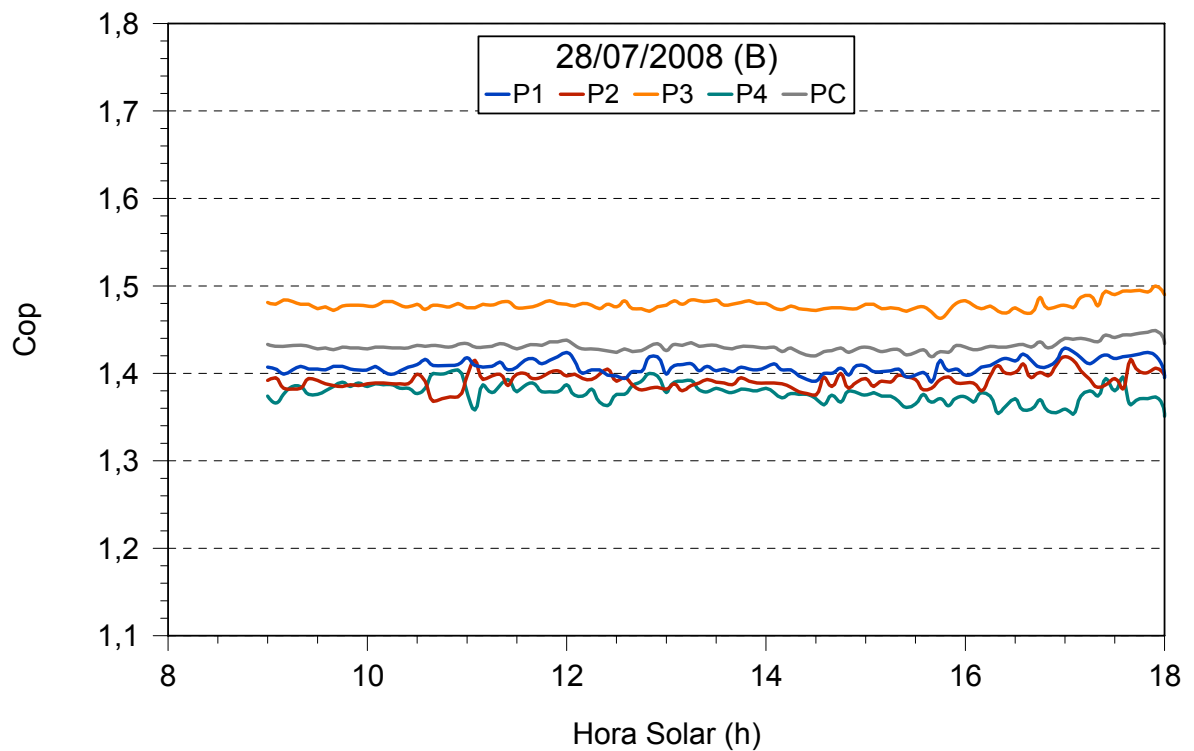
Como mostra a Figura 3.28, no dia ensolarado, observou-se que a concentração óptica, considerando as células central e das bordas superior (P1) e inferior (P2), ficou no intervalo de 1,4 a 1,5, próximos dos valores previstos nas simulações apresentadas no trabalho de Silveira [7], que foi de 1,35 para radiação normal e células das bordas. Considerando uma parcela de radiação difusa e as células centrais, a C_{OP} encontrada foi de 1,50 a 1,54 para ângulos de incidência da radiação solar θ_i de 0° a 30° , respectivamente. No entanto, os resultados obtidos nesta dissertação estão abaixo dos valores experimentais encontrados por Silveira, que atingiram $C_{OP} = 1,69$ para $\theta_i = 0^\circ$ e $C_{OP} = 1,77$ para $\theta_i = 30^\circ$ [7]. Um ponto a observar em relação a comparação dos resultados é que no dispositivo experimental usado por Silveira [7], a distância entre o refletor e a célula era de 100 mm em vez dos 60 mm usados nos protótipos A e B e o mesmo não tinha paredes que limitavam o tamanho do módulo.

Verificou-se que as células que determinaram o comportamento do módulo MEC-P são as das extremidades da esquerda (P4) e da direita (P2), segundo o turno do dia. Pela manhã, a sombra do marco de alumínio se estende sob a célula P4 e a porção de radiação refletida na pintura branca é reduzida e está relativamente afastada da célula. No turno da tarde, a parede do módulo produz uma sombra que estende sob a célula P2, reduzindo a C_{OP} . Este comportamento está muito claro na Figura 3.28, onde são colocados os dados de irradiância e C_{OP} para um dia de céu limpo (05/08/2008).

A Figura 3.29 apresenta a variação da temperatura das células segundo a hora solar para os dias 26/07/2008 e 05/08/2008.

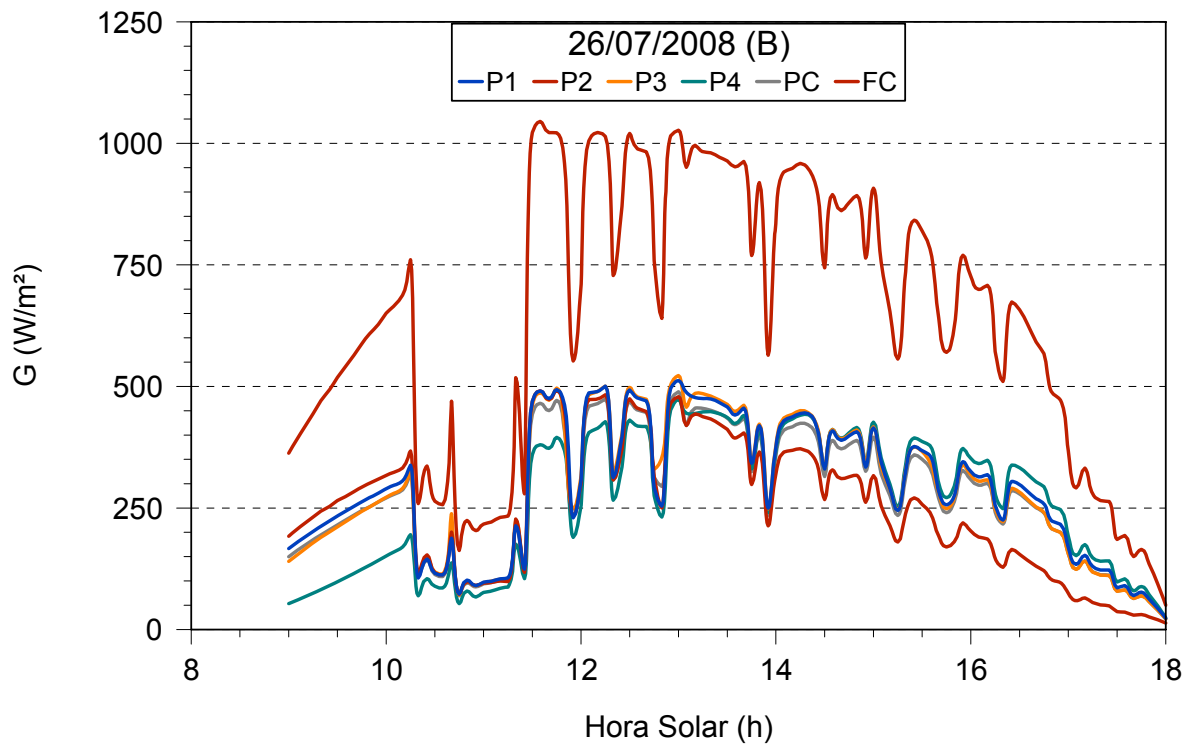


(a)

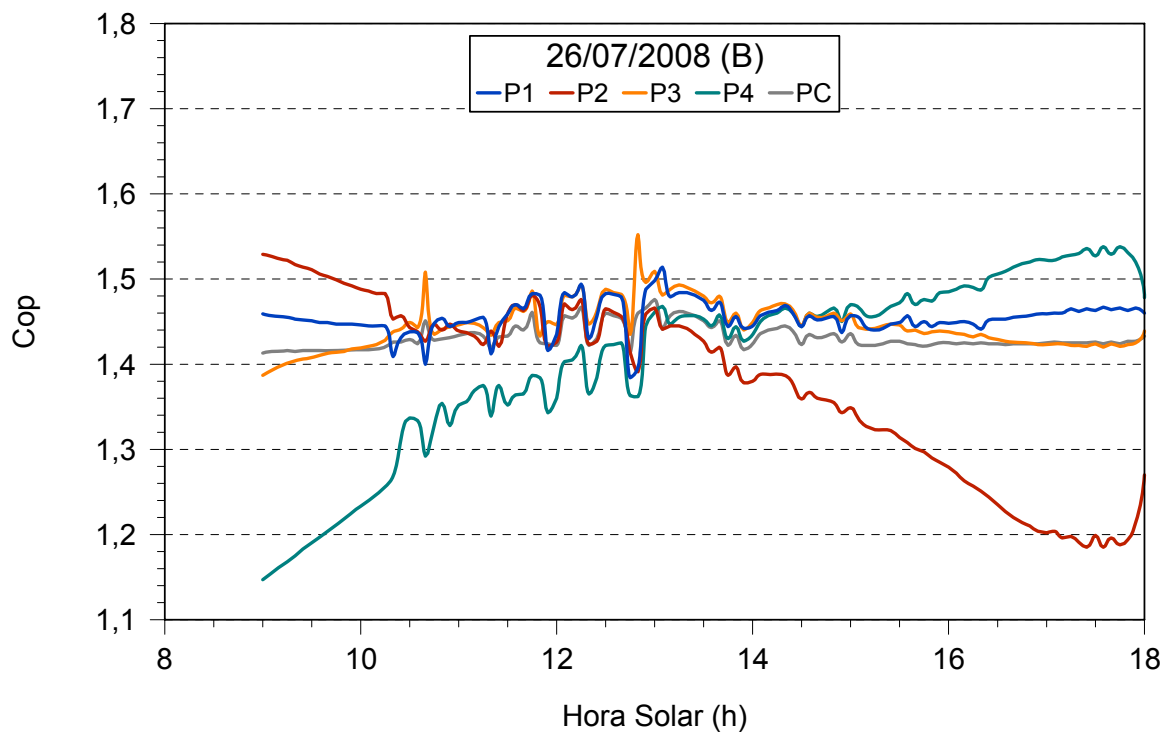


(b)

Figura 3.26. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 28 de Julho de 2008.

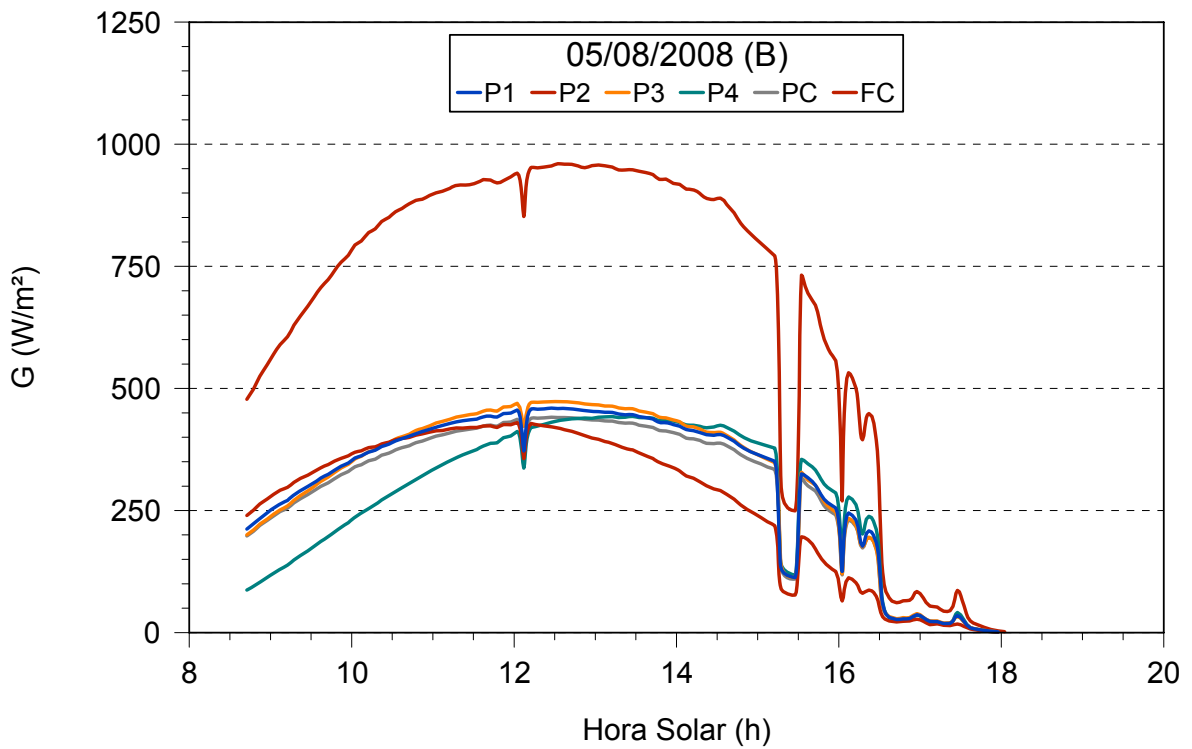


(a)

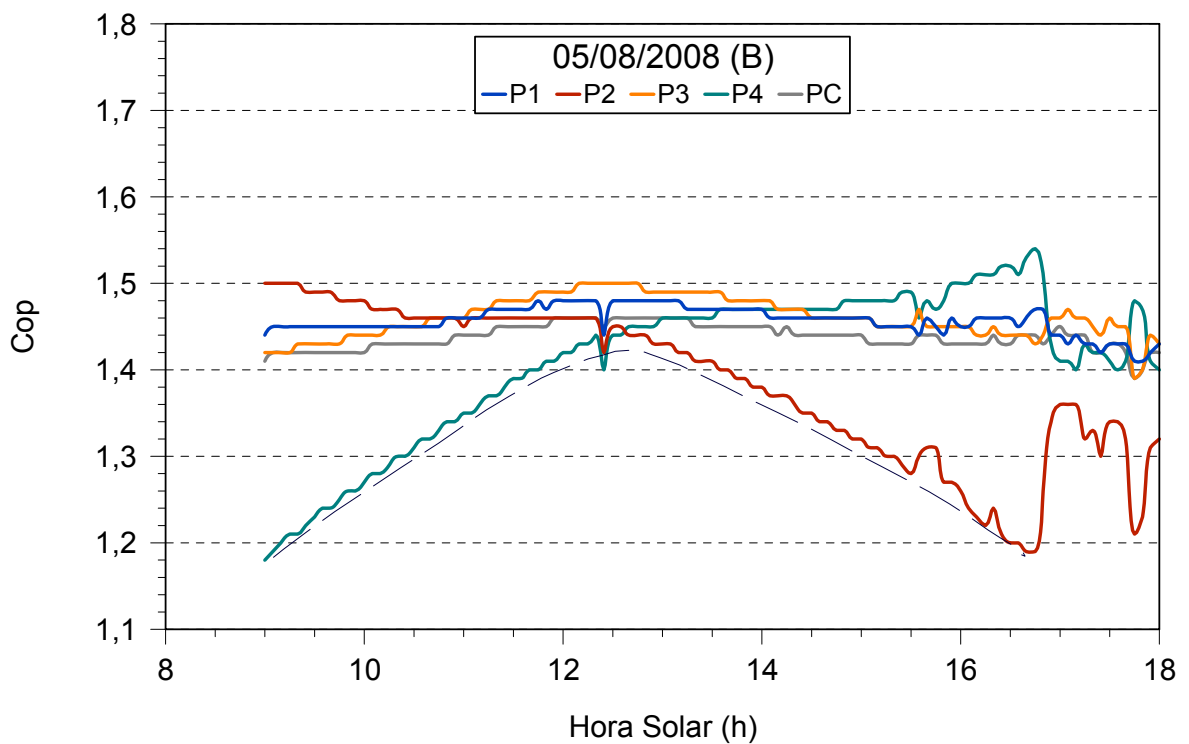


(b)

Figura 3.27. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 26 de Julho de 2008.

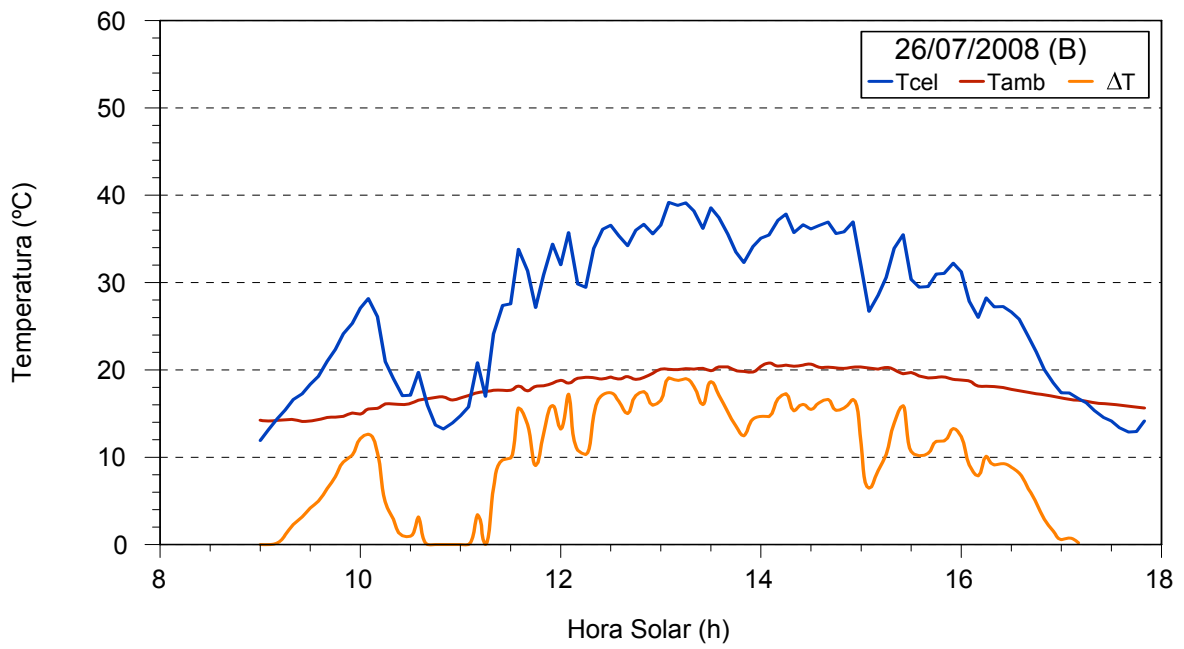


(a)

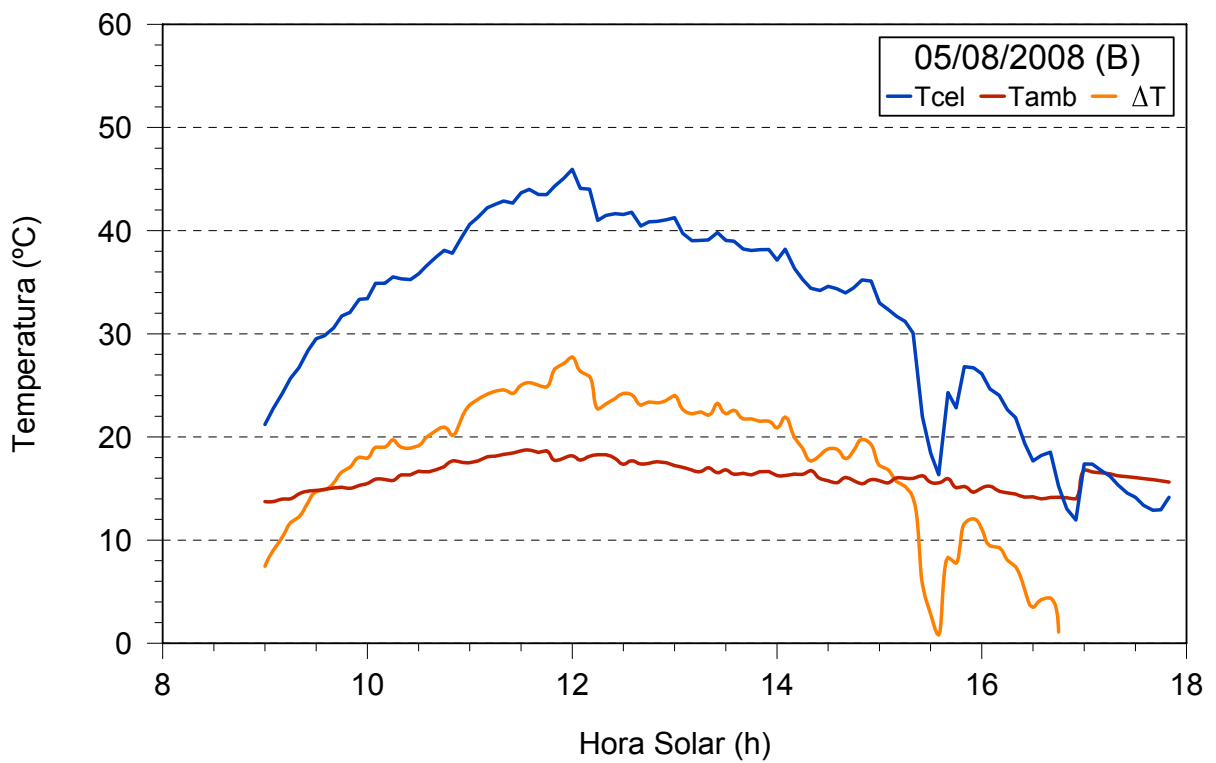


(b)

Figura 3.28. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 05 de Agosto de 2008. A linha tracejada destaca qual seria o C_{OP} do módulo durante o dia, isto é, limitado pela célula P4 ou P2.



(a)



(b)

Figura 3.29. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo B com orientação leste-oste nos dias (a) 26/07/2008 e (b) 05/08/2008.

Como as células são conectadas em série no módulo MEC-P, isto acarreta que o mesmo operará pela manhã com a corrente elétrica limitada pela célula P4 e a tarde pela célula P2. Deste modo, o C_{OP} do módulo poderá variar de 1,2 pela manhã até 1,45 ao meio dia solar e no final da tarde novamente atingirá 1,2. Na Figura 3.28 (05/08/2008), desenhou-se uma linha guia para destacar o C_{OP} que definiria o comportamento do módulo durante o dia.

Para dias de céu com nuvens, a concentração óptica fica no intervalo de 1,35 a 1,5, com valores aproximadamente constantes para dias completamente nublados, conforme é apresentado na Figura 3.26.

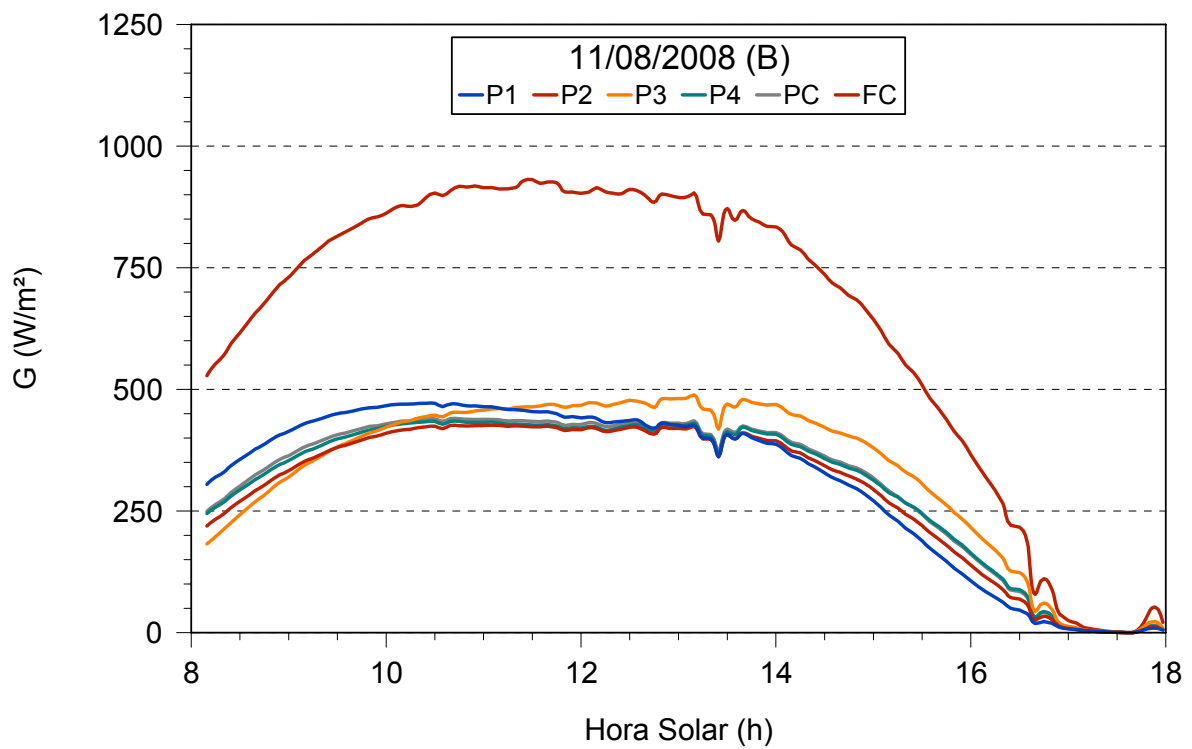
Em relação à temperatura, observou-se que nos dias com poucas nuvens as células operam a temperaturas da ordem de 15 °C a 25 °C acima da temperatura ambiente, como pode ser analisado na Figura 3.29. Estes valores são similares aos encontrados em células instaladas em módulos convencionais [4].

3.3.5.2. Protótipo B com tiras orientadas no eixo norte-sul

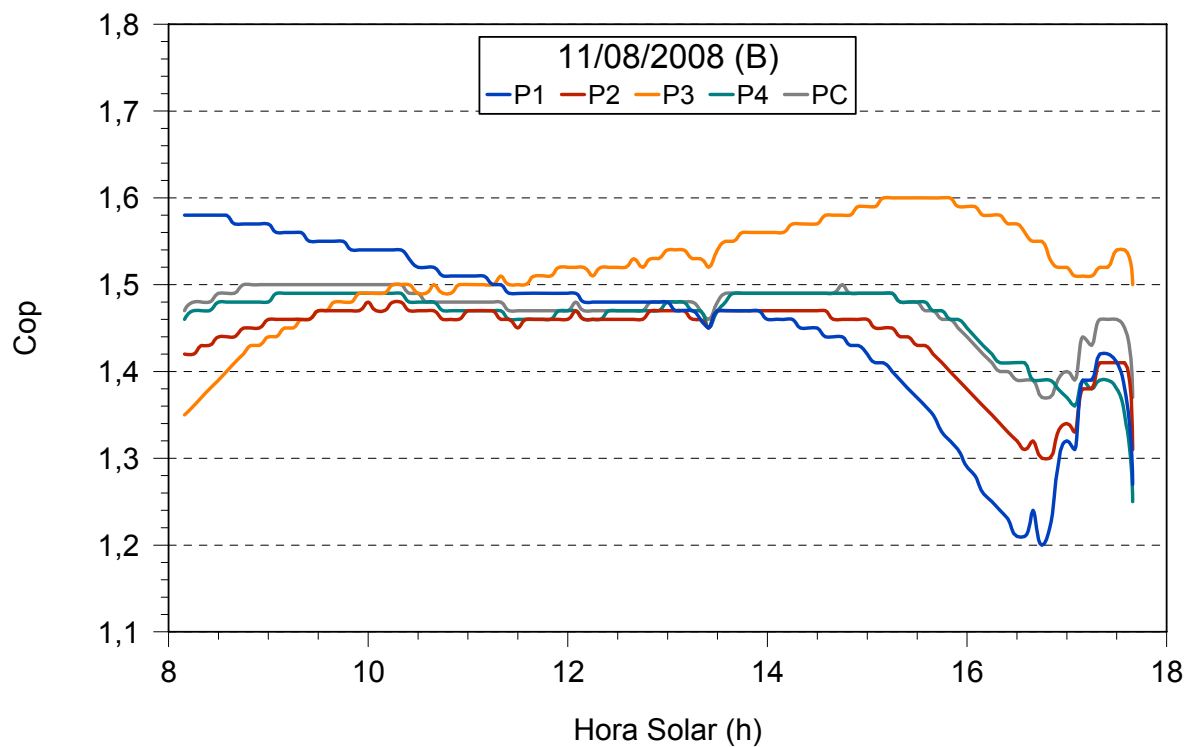
As Figuras 3.30, 3.31 e 3.32 apresentam os resultados de irradiância para os dias 11/08, 07/08 e 08/08/2008, dia de céu limpo, nublado e parcialmente nublado, respectivamente.

Neste caso, a célula P1 e a célula P3 são as que recebem a menor irradiância refletida pelo plano branco, pois a sombra da parede do módulo é projetada neste plano.

Comparando os resultados com os obtidos na orientação leste-oeste, pode-se constatar que foram obtidos valores da C_{OP} mais uniformes no intervalo das 9 h e 30 min às 14 h e 30 min, período em que a radiação solar é mais relevante. Para o dia 11/08/2008, das 8 h às 9 h e 30 min, a célula P3 limita o módulo e das 10 h e 30 min às 14 h e 50 min, a célula P2. A partir das 14 h e 50 min, a célula P1. O importante é destacar que a concentração óptica para a pior célula permanece acima de 1,4 para um período de aproximadamente 6,5 horas, o que recomenda o uso da orientação norte-sul para os módulos MEC-P.

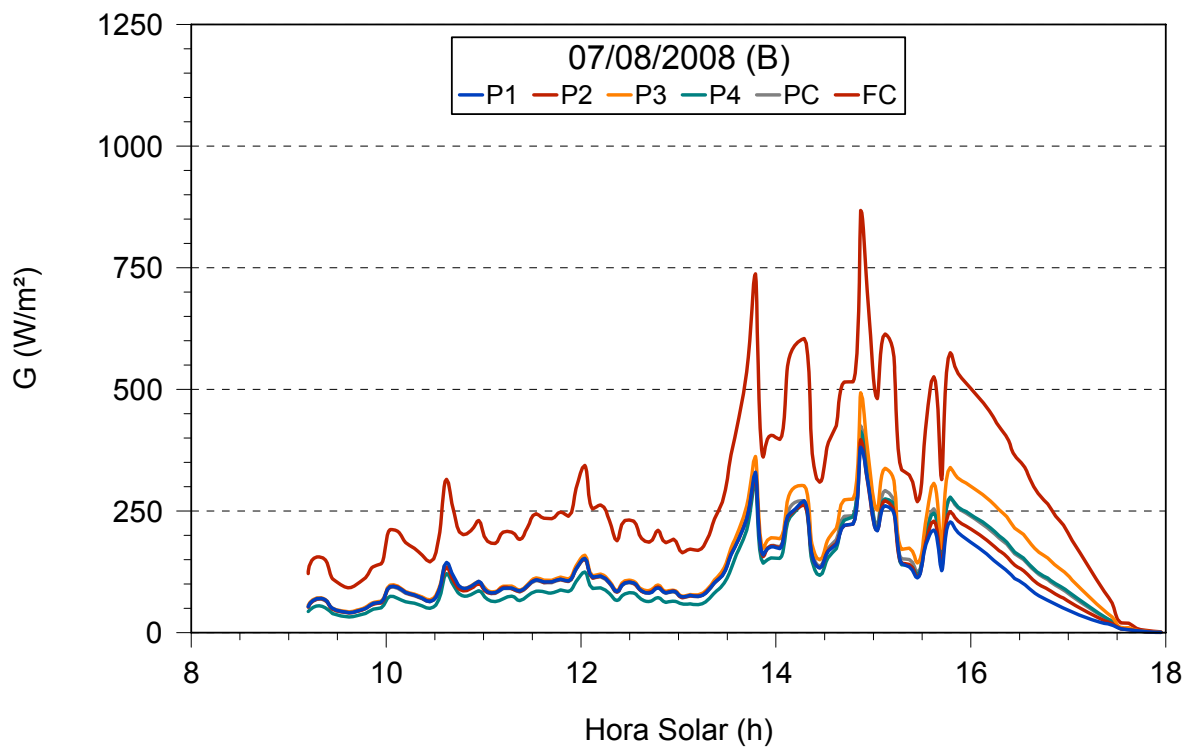


(a)

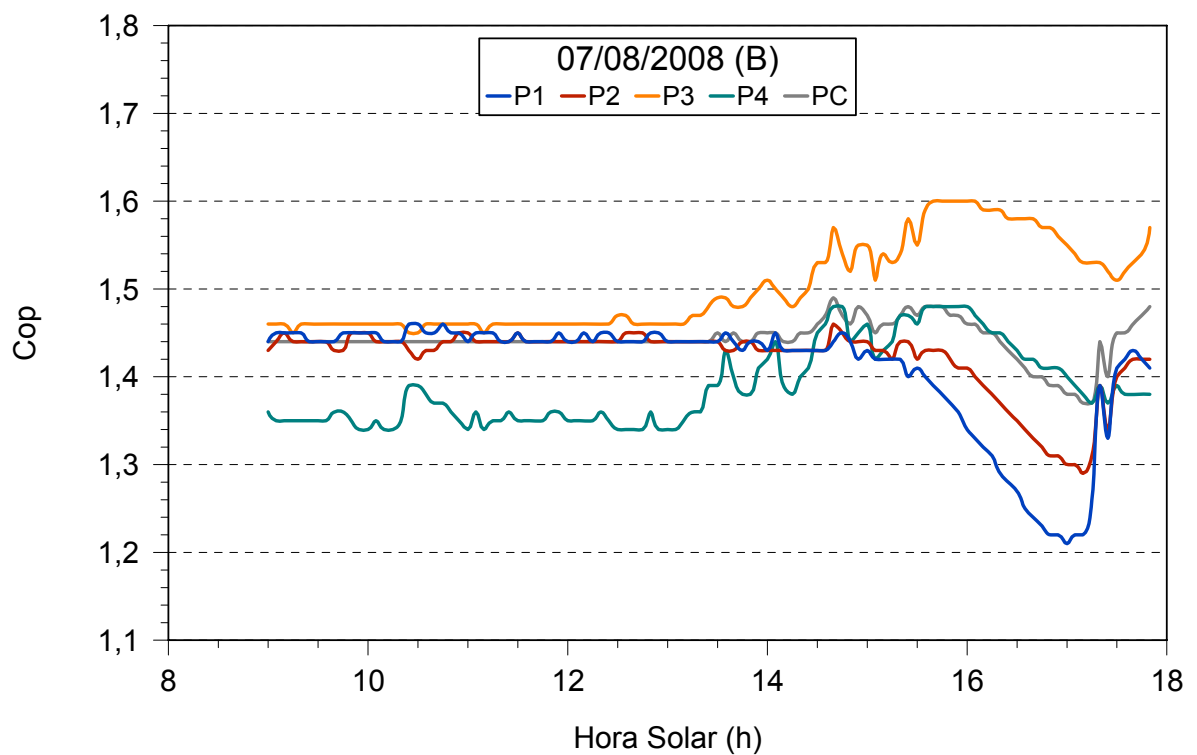


(b)

Figura 3.30. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 11 de Agosto de 2008.

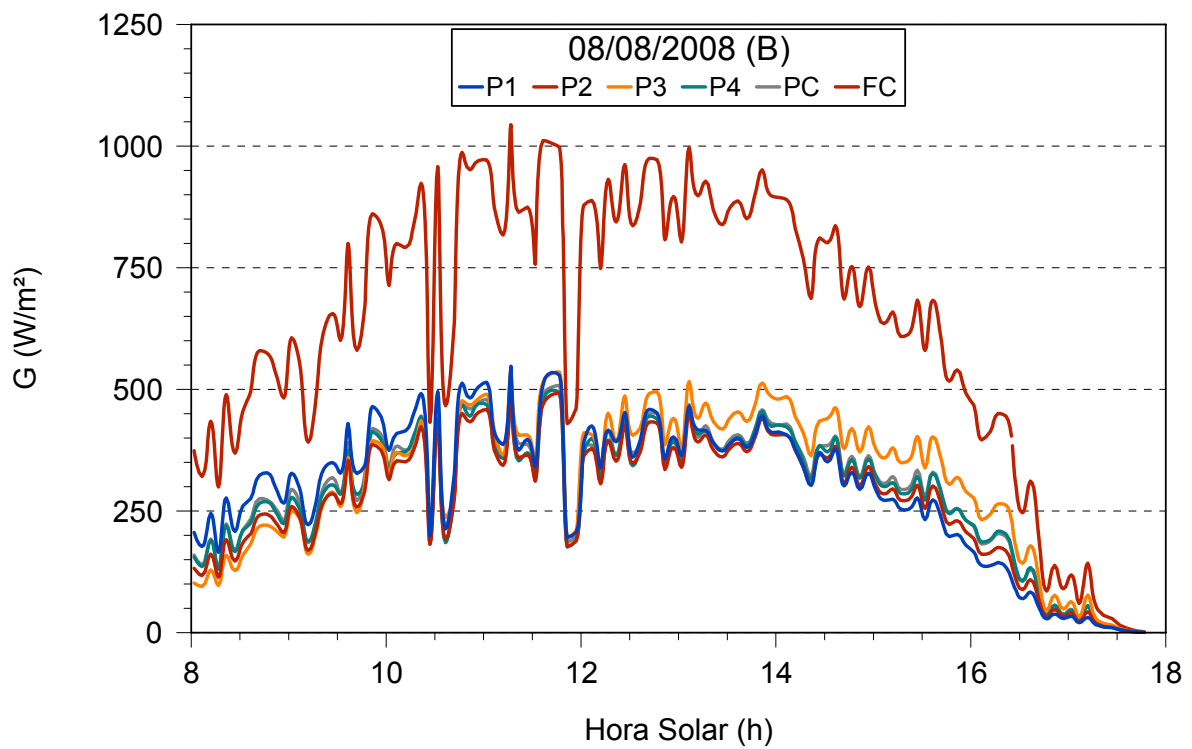


(a)

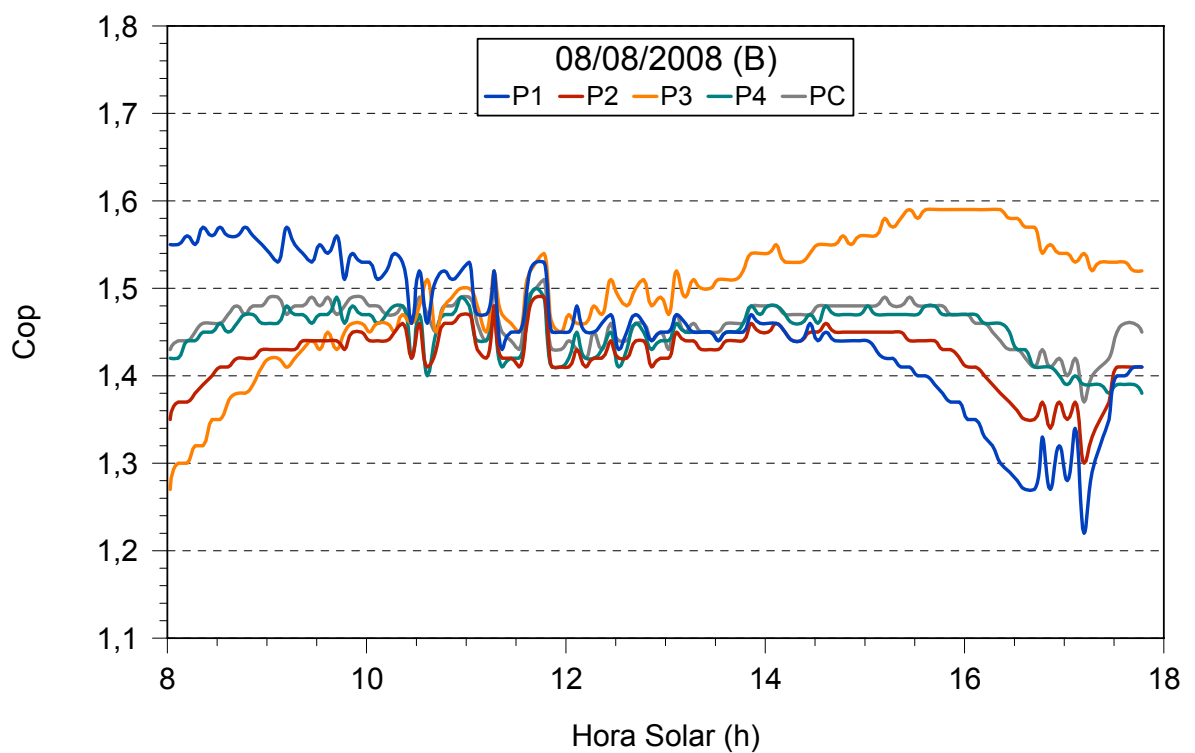


(b)

Figura 3.31. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 07 de Agosto de 2008.



(a)



(b)

Figura 3.32. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 08 de Agosto de 2008.

A Figura 3.33 apresenta a temperatura da célula para o dia 06/08/2008, onde se observa uma temperatura da ordem de 22 °C acima da temperatura ambiente para as horas do dia com maior incidência de radiação solar.

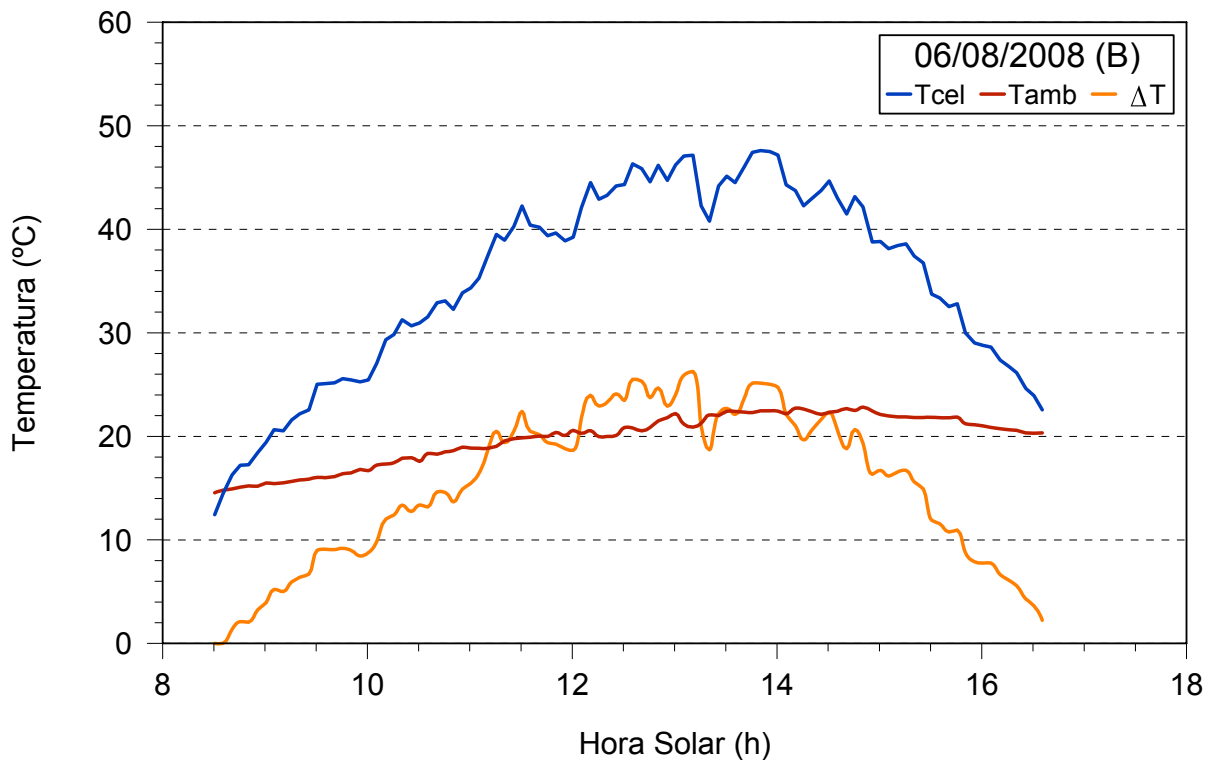
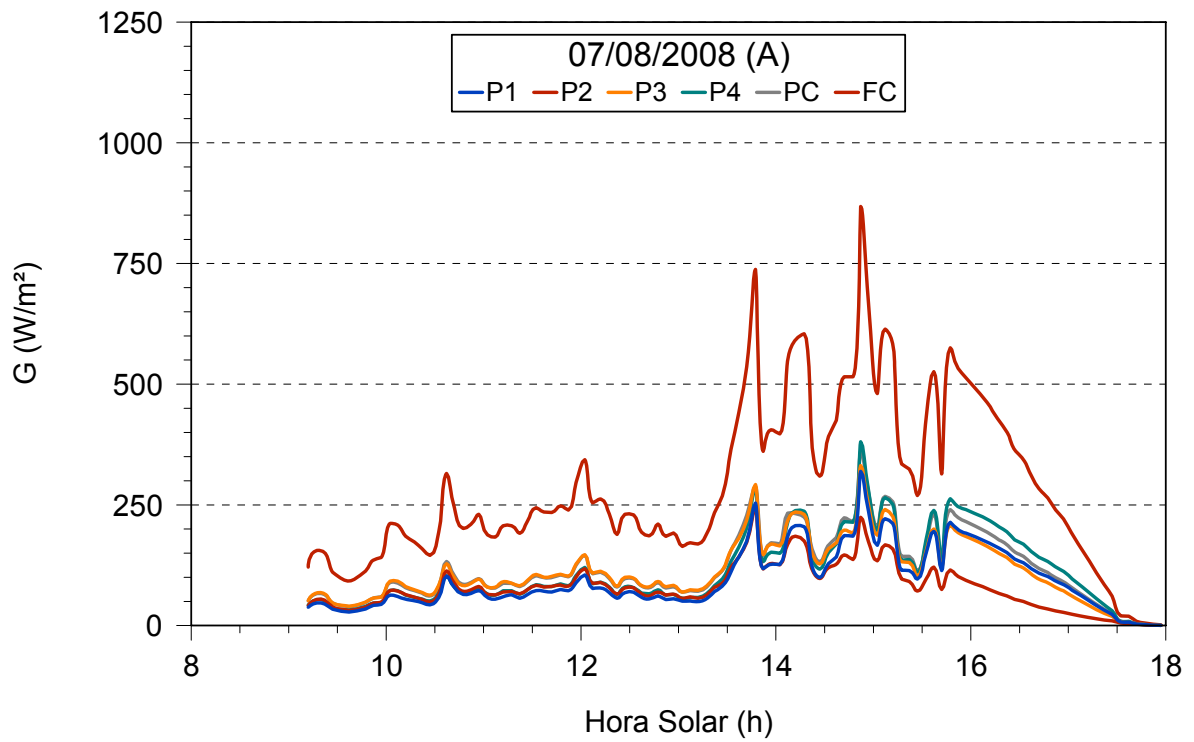


Figura 3.33. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo B com orientação norte-sul no dia 06/08/2008.

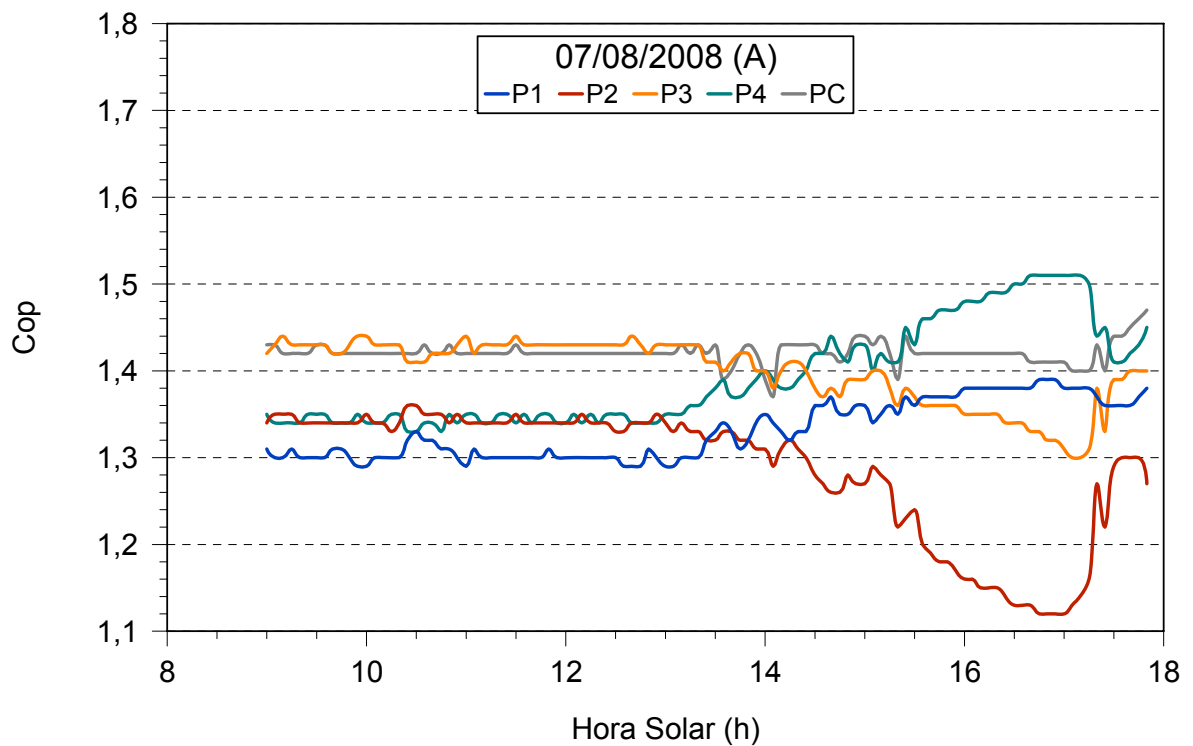
3.3.5.3. Protótipo A com tiras orientadas no eixo leste-oeste

O protótipo A, com uma distância de 25 mm entre as tiras mais externas e o quadro de alumínio, foi analisado experimentalmente a partir de 07/08/2008. As Figuras 3.34 e 3.35 apresentam os resultados de irradiância medida pelas células para os dias 07/08 e 08/08/2008, dias de céu nublado e parcialmente nublado, respectivamente.

O comportamento do módulo A é similar ao apresentado por B, apresentando uma elevada variação da C_{OP} para a pior condição de irradiância incidente nas tiras,

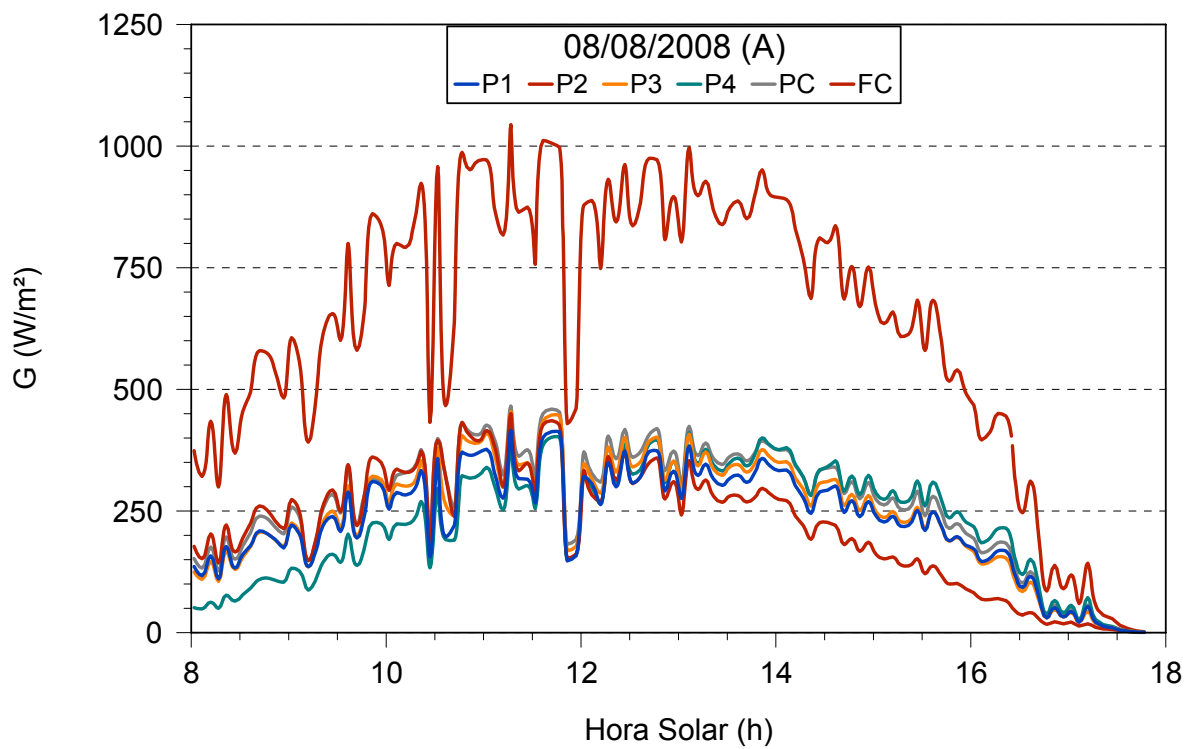


(a)

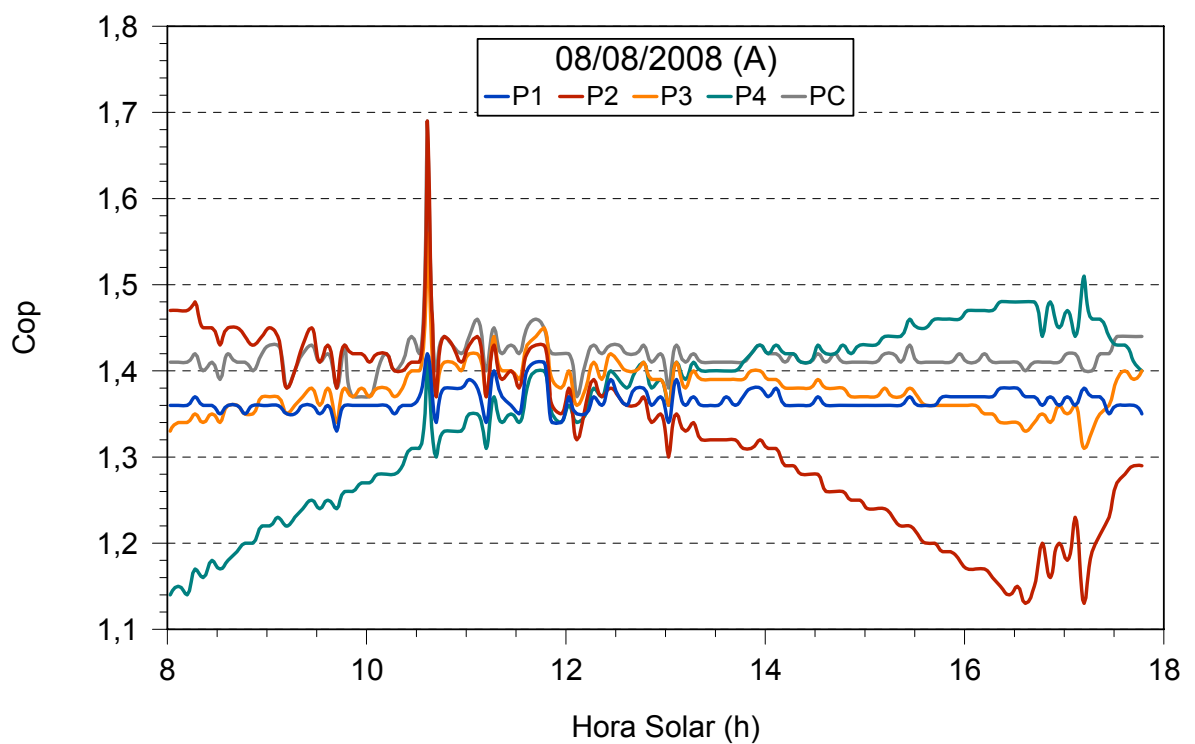


(b)

Figura 3.34. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 07 de Agosto de 2008.



(a)



(b)

Figura 3.35. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo leste-oeste. Dia 08 de Agosto de 2008.

isto é, para as células P4 pela manhã e P2 pela tarde. Para estas células, a redução de área faz com que o C_{OP} não ultrapasse 1,40. Desconsiderando as células P4 e P2, observa-se que o intervalo da C_{OP} é de 1,35 a 1,45 no período entre 9 h e 14 h, ligeiramente abaixo dos valores observados para o protótipo B.

A Figura 3.36 apresenta os gráficos da variação da temperatura de uma célula em função da hora solar no dia 08/08/2008. Podem-se observar temperaturas de operação de até 26 °C acima da temperatura ambiente.

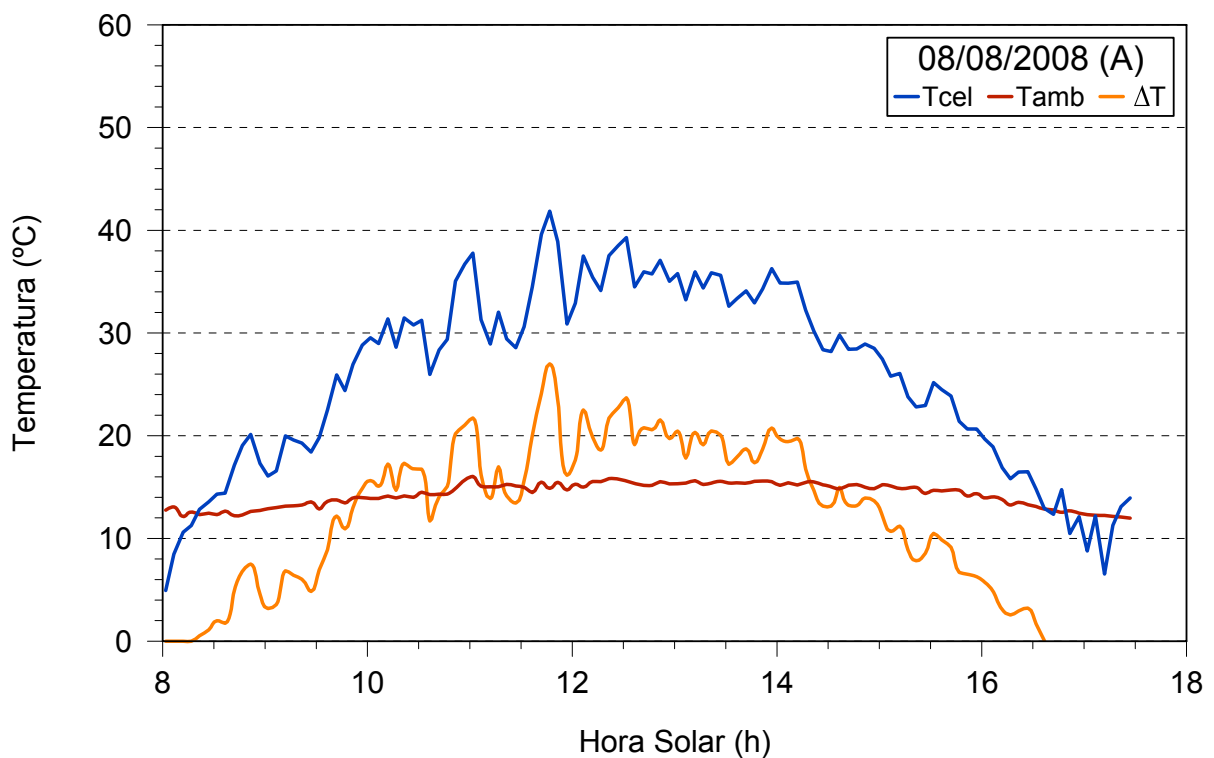
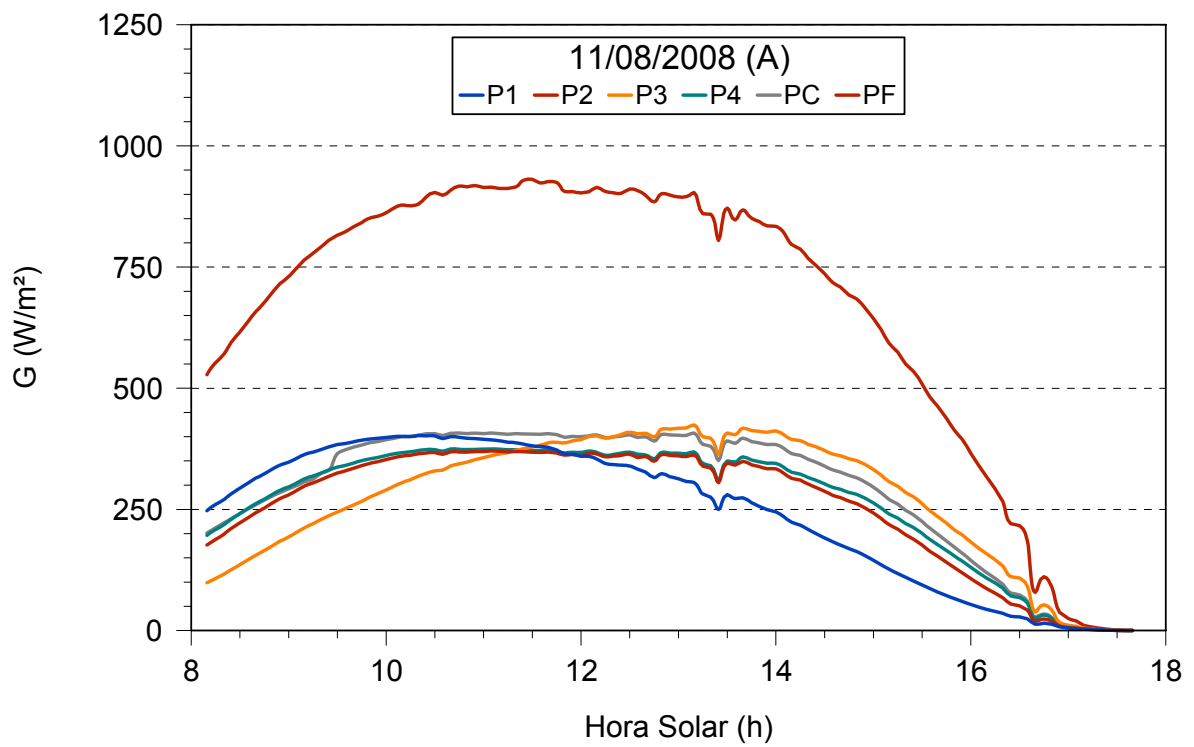


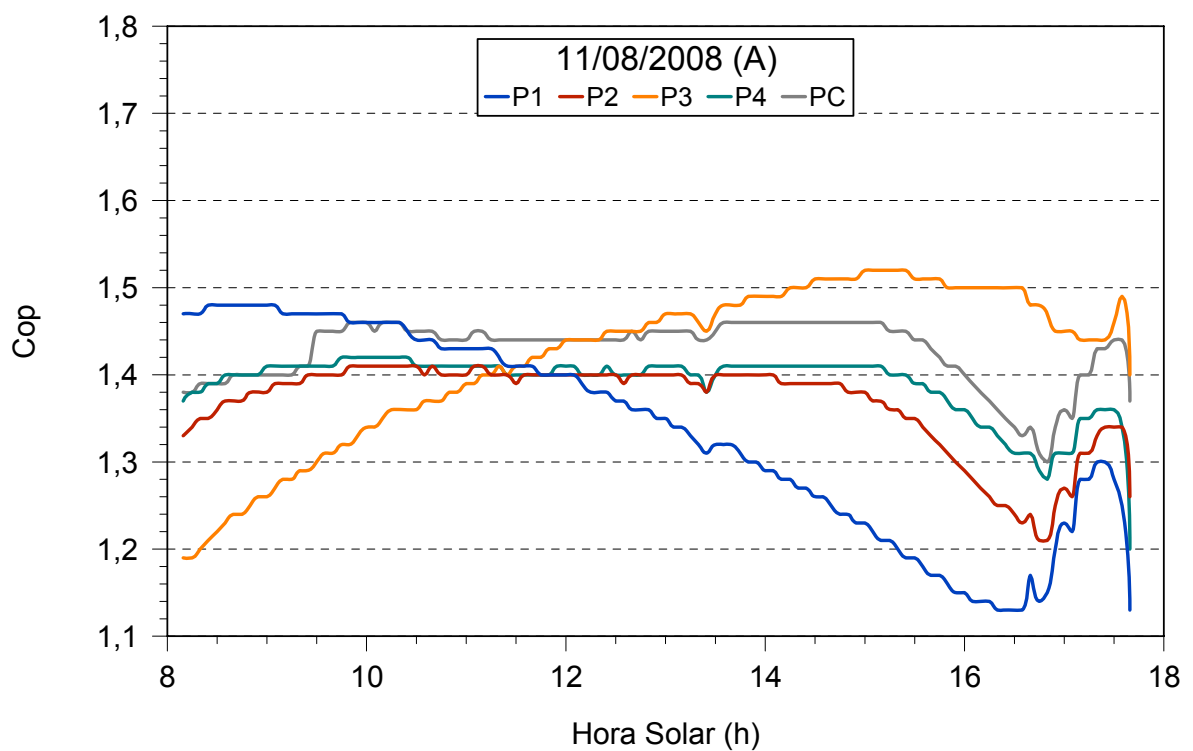
Figura 3.36. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo A com orientação leste-oeste no dia 08/08/2008.

3.3.5.4. Protótipo A com tiras orientadas no eixo norte-sul

Nas Figuras 3.37 e 3.38 são apresentados os resultados de irradiância medida pelas células para os dias 11/08 e 10/08/2008, dia de céu limpo e parcialmente nublado, respectivamente. Em comparação com os resultados obtidos com o protótipo B, destaca-se que as células P3 e P1 produzem redução do C_{OP} para o período da manhã e tarde, respectivamente. Isto se deve ao fato de ao ser

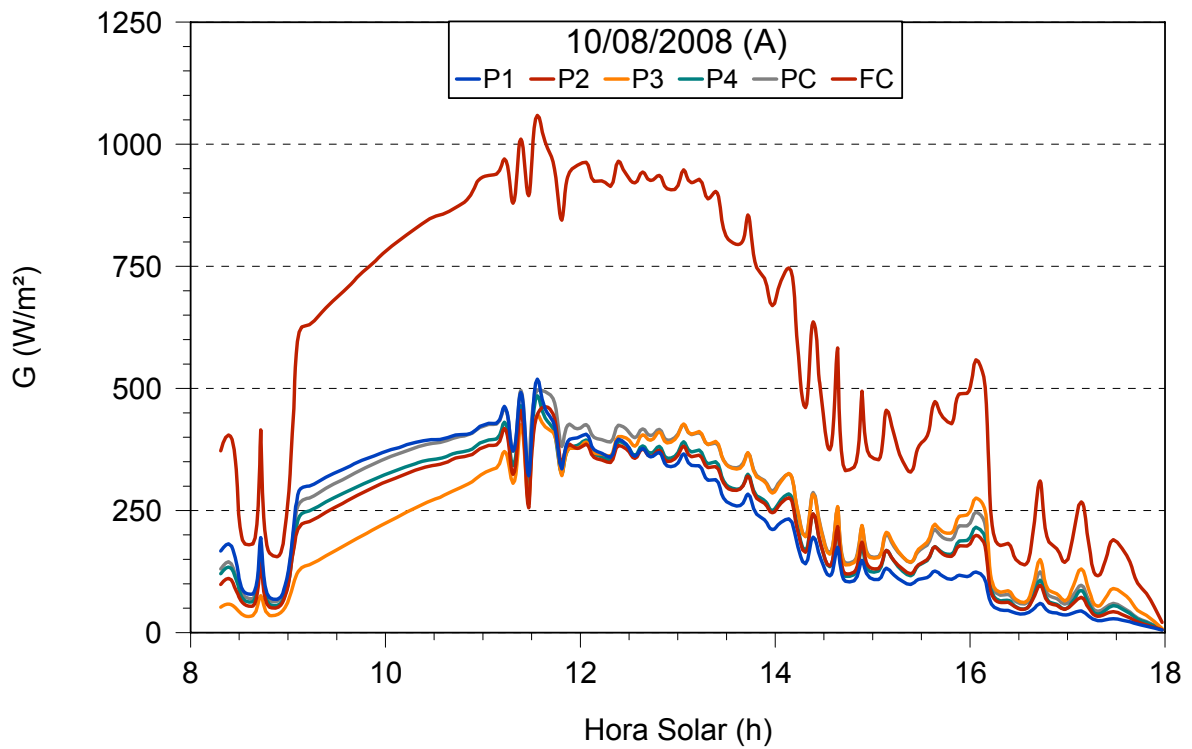


(a)

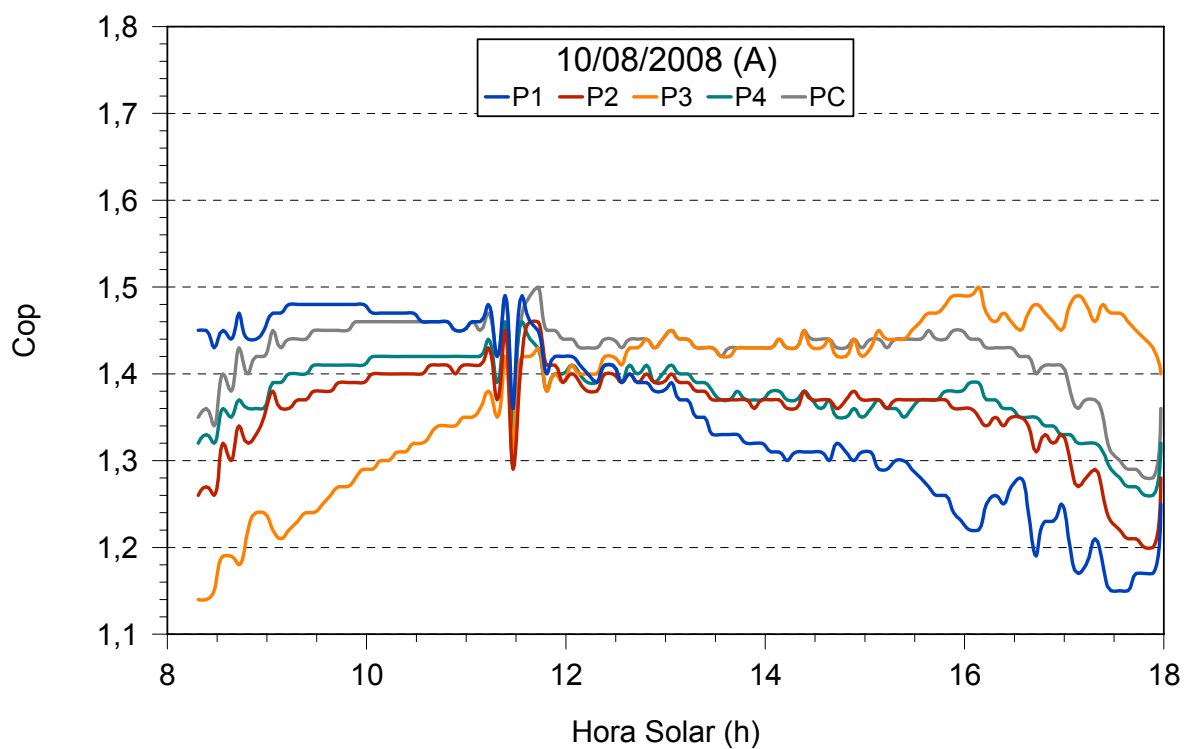


(b)

Figura 3.37. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 11 de Agosto de 2008.



(a)



(b)

Figura 3.38. (a) Irradiância na face frontal e na face posterior das células distribuídas no módulo MEC-P e (b) C_{OP} para cada célula posterior. O módulo foi instalado com as tiras de células no eixo norte-sul. Dia 10 de Agosto de 2008.

reduzida a distância entre as tiras e as bordas do módulo, a sombra da parede do mesmo reduz a radiação refletida no plano branco e que incide na célula solar.

A Figura 3.39 apresenta a medida de temperatura da célula durante o dia 11/08/2008. O comportamento da temperatura é similar ao do protótipo B orientado na direção norte-sul, atingindo valores de 22 °C acima da temperatura ambiente.

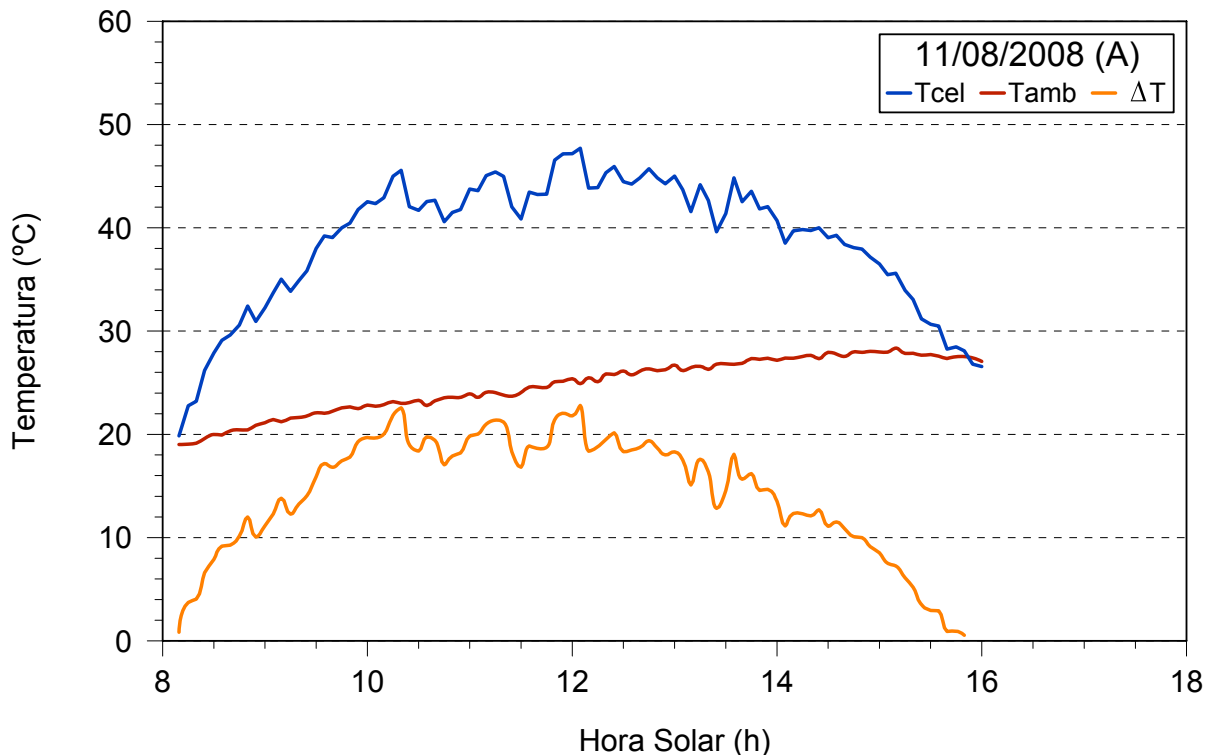


Figura 3.39. Temperatura da célula FT no módulo MEC-P (T_{cel}), temperatura ambiente (T_{amb}) e diferença de temperatura (ΔT), para o protótipo A com orientação norte-sul no dia 11/08/2008.

3.3.5.5. Comparação entre protótipos

A Figura 3.40 apresenta a concentração óptica considerando a célula na qual incide a menor irradiância na célula posterior durante o dia, ou seja, das curvas de C_{OP} em função da hora solar apresentadas anteriormente, representou-se os valores mínimos de C_{OP} . Como foi comentado anteriormente, as células solares são soldadas em série em um módulo fotovoltaico e assim, a célula que recebe a menor irradiância determina o comportamento do mesmo.

Como se pode ver, o protótipo B, com orientação norte-sul é o que apresentou a maior C_{OP} , com pequena variação deste parâmetro no intervalo das 9 h e 30 min às 14 h e 30 min, período mais importante quando se considera a variação horária da irradiância solar.

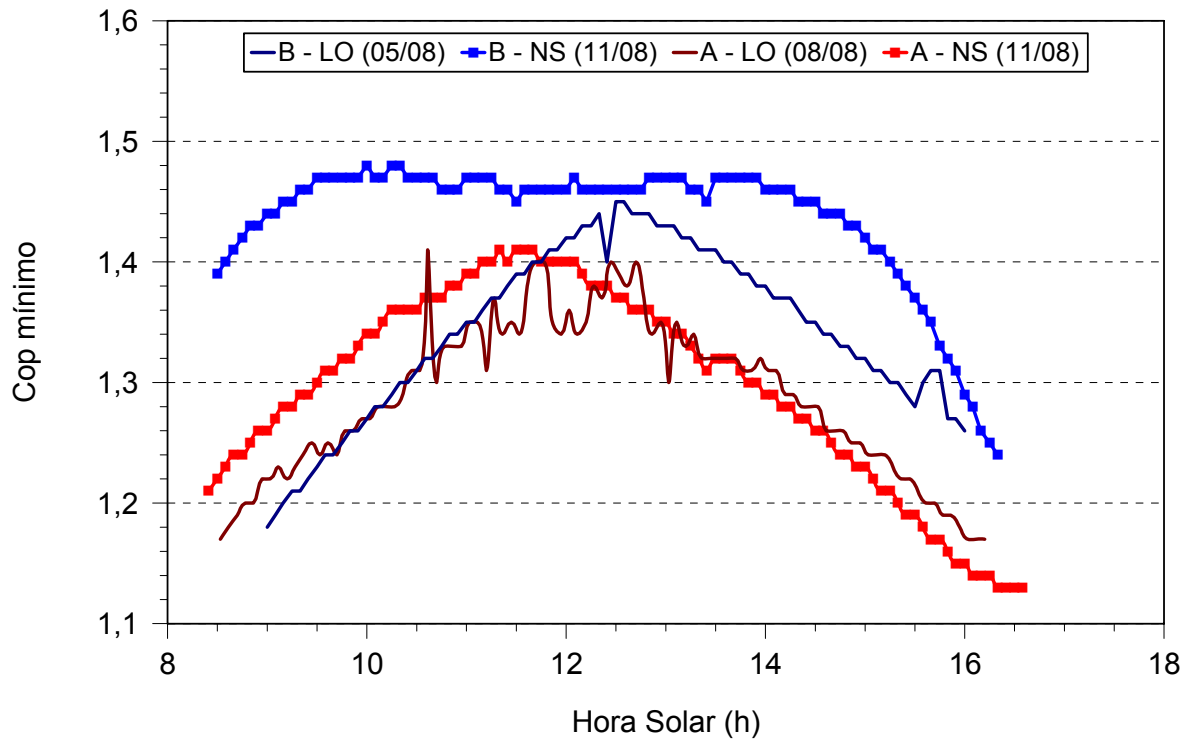


Figura 3.40. C_{OP} mínimo observado em cada protótipo em função da hora solar.

4. CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

4.1. Conclusões

O objetivo dessa dissertação foi fabricar e caracterizar protótipos do MEC-P, com base nos resultados teóricos apresentados por Silveira [7]. Foram desenvolvidos dois protótipos com diferentes dimensões para verificar o comportamento dos mesmos em relação às sombras devido às bordas e às orientações das tiras de células solares. As células solares dos protótipos foram caracterizadas, soldadas, distribuídas nos protótipos, encapsuladas e calibradas, bem como foram montadas nos protótipos.

Da análise de tintas brancas comerciais para o refletor posterior do MEC-P, foi possível encontrar a tinta *Hammerite*[®] apresentou uma refletância média superior a 90 % na faixa espectral de 400 nm a 1050 nm. Também foi verificada a resistência da tinta *Hammerite*[®] aos testes de envelhecimento com radiação ultravioleta que foram realizados de acordo com a norma IEC-61345. A tinta *Hammerite*[®], no teste de exposição à radiação ultravioleta, apresentou um ótimo resultado, sendo que a refletância das amostras, protegidas com vidro e EVA, não foi reduzida. Por outro lado, as amostras que foram irradiadas sem o vidro e EVA degradaram suas características refletoras.

Os protótipos analisados, instalados e orientados no eixo norte-sul ou leste-oeste apresentaram concentrações ópticas que atingiram valores de 1,45 para o protótipo B, e de 1,4 para o protótipo A, de menor área. Estes valores de C_{OP} correspondem à célula do concentrador com menor irradiância incidente na face posterior. O módulo B, com as tiras orientadas no eixo norte-sul, apresentou a melhor C_{OP} , considerando o valor e o período diário que este permaneceu elevado.

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. Por último, cabe destacar que a temperatura das células no MEC-P mostrou-se similar às encontradas em módulos concentradores.

4.2. Propostas para Trabalhos Futuros

Fabricar o módulo concentrador MEC-P, utilizando o mesmo processo de montagem do protótipo, tendo suas dimensões correspondentes ao protótipo B e com células solares bifaciais ligadas em série. Deste módulo poderão ser analisadas as características elétricas depois da laminação e após os diversos testes de acordo com a norma IEC 61215 [19], obtendo-se como resultado uma avaliação completa da capacidade do módulo em ser utilizado em situações reais.

Instalar módulos concentradores no Laboratório de Medidas Externas do NT-Solar e conectar os mesmos a um banco de baterias, controlador de carga e carga, a fim de simular um sistema fotovoltaico autônomo.

Fabricar e analisar um módulo concentrador com as bordas laterais transparentes. Com isso, se reduziria o problema das sombras devido às bordas da estrutura de alumínio, mantendo assim uma C_{OP} mais uniforme ao longo do dia, principalmente nas células das bordas.

5. REFERÊNCIAS

- [1] MOEHLECKE, A.; et. Photovoltaic Module with Coloured Diffuse Reflectors. In: Photovoltaic Solar energy, 17. 2001, **Proceedings of the Seventeenth European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munique: 2001. p. 785-787.
- [2] LORENZO, E. **Electricidad Solar: Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos**. Sevilla: Progensa, 1994. 338p.
- [3] LUQUE, A. **Solar Cells and Optics for Photovoltaic Concentration**. Bristol e Filadélfia: Adam Hilger, 1989. 531p.
- [4] ZANESCO, I. **Concentradores Estáticos con Células Bifaciales para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Madri. 1996. 155p. Tese (Doutorado em Engenharia). Universidad Politécnica de Madrid.
- [5] ZANESCO, I.; LORENZO, E. Optimization of an Asymmetric Static Concentrator: The PEC-44D. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2002, v.10, p. 361-376.
- [6] SEVERO, T. C. **Desenvolvimento do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático Helius para Sistemas Autônomos**. Porto Alegre. 2005. 115p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materias), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

- [7] SILVEIRA, H. **Otimização do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático Plano Modificado**. Porto Alegre. 2003. 61p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- [8] MORIMOTO, M.; MARUYAMA, T. Static Solar Concentrator with Vertical Flat Plate Photovoltaic Cells and Switchable White / Transparent Bottom Plate. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 87, 2004, p. 299-309.
- [9] UEMATSU, T.; et. al. Fabrication and Characterization of a Flat-Plate Static-Concentrator Photovoltaic Module. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 67, 2001, p. 425-434.
- [10] WEBER, K. J.; et. al. Modeling of Static Concentrator Modules Incorporation Lambertian or V-Groove Rear reflectors. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 90, 2006, p. 1741-1749.
- [11] BLAKERS, A.; et. al. SLIVER[®] Modules – A Crystalline Silicon Technology of the Future. In: Photovoltaic Solar Energy, 19. 2004, **Proceedings of the Nineteenth European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Paris: 2004. p. 431-434.
- [12] KOIZUMI, K.; SUGITA, K.; YOSHIOKA, K. e SAITOH, T. Performance Improvement of Static Concentrator Module with an Asymmetric V-Groove Backsheet Structure. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 75, 2003, p. 623-627.
- [13] UEMATSU, T.; et. al. Static Concentrator Photovoltaic Module with Prism Array. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 67, 2001, p. 415-423.
- [14] HERNÁNDEZ, M.; et. al. Manufacture and Measurement of the Venetian Static Concentrator. In: Photovoltaic Solar Energy, 17. 2001, **Proceedings of the Seventeenth European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munique: 2001. p. 623-625.

- [15] MOEHLECKE, A. **Módulos Planos com Refletores Difusos para Células Fotovoltaicas Bifaciais**. Porto Alegre. 1991. 130p. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- [16] HEZEL, R. Novel Applications of Bifacial Solar Cells. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 11, 2003, p. 549-556.
- [17] PERKIN - ELMER, **Manual of Spectrometer Lambda 950**, uv/vis, 175 nm – 3300 nm. 156p.
- [18] LY, M. **Desenvolvimento e Análise de Filme Anti-reflexo de Sulfeto de Zinco para Células Solares**. Porto Alegre. 2007. 62p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- [19] International Standard IEC 61215. Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval. IEC 61215, 1993. 77p.
- [20] ZANESCO, I.; et. al. Desenvolvimento e Análise de Módulos Fotovoltaicos Concentradores para o Rio Grande do Sul. In: Congresso Brasileiro de Energia, 10. 2004. **Anais do Décimo Congresso Brasileiro de Energia**, Rio de Janeiro: 2004. p. 1759-1772.
- [21] SEVERO, T. C. Caracterização da Câmara de Envelhecimento. Porto Alegre: PUCRS, 2008. 23p (Série Texto Técnico 061/2008).
- [22] EBERHARDT, D. **Desenvolvimento de um Sistema Completo para Caracterização de Células Solares**. Porto Alegre. 2005. 102p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- [23] SANTOS, S. L. R. **Análise de Materiais e Técnicas de Encapsulamento de Módulos Fotovoltaicos**. Porto Alegre. 2008. 103p. Dissertação (Mestrado em

Engenharia e Tecnologia de Materias), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

[24] DUFFIE, J. A. e BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. New York: Wiley, 1980. 762p.

[25] ZANESCO, Izete; et. al. Análise de Módulos Fotovoltaicos Concentradores Estáticos em Fachadas. In: Congresso Brasileiro de Energia, 11., 2006. **Anais do Décimo Primeiro Congresso Brasileiro de Energia**, Rio de Janeiro: 2006, p. 995-1004.

[26] ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; SEVERO, T. C. Static Concentrator PEC-44D Optimized for Stand-Alone Systems in Brazil. In: Photovoltaic Solar energy, 17. 2001, **Proceedings of the Seventeenth European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munique: 2001. p. 788-791.

[27] SEVERO, T. C.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A. Projeto e Análise do Módulo Fotovoltaico Concentrador Estático Helios para Sistemas Autônomos. In: Congresso Brasileiro de Energia, 2007, **Anais do Congresso Brasileiro de Energia**, Fortaleza: 2007.

[28] MALLMANN, A. P. **Metalização Serigráfica de Células Solares Bifaciais Fabricadas por Processos Térmicos Rápidos**. Porto Alegre. 2006. 69p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materias), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.