

# CURVATURA E SOMBREAMENTO EM GERADORES FOTOVOLTAICOS: DESAFIOS PARA A INTEGRAÇÃO ARQUITETÔNICA NA REGIÃO TROPICAL

Clarissa Debiazi Zomer – clarissa@fotovoltaica.ufsc.br

Ricardo Rüter – ricardo.ruther@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil  
Campus Universitário Trindade, Florianópolis – SC, 88040-900, Brasil

**Resumo.** Um sistema fotovoltaico curvo instalado sobre a cobertura de uma residência em Cingapura (1,35°N, 103,98°E) é apresentado em detalhe e o seu desempenho energético é discutido à luz de um estudo de sombreamento e de sua configuração elétrica (divisão de subsistemas), a fim de discutir se as soluções adotadas contribuíram para um melhor desempenho do gerador fotovoltaico. Os subsistemas da cobertura curva foram comparados em relação ao desempenho (yield) e à taxa de desempenho (performance ratio – PR) para o período de Junho de 2012 a Maio de 2013. Os dados de geração energética foram obtidos pelo sistema de aquisição de dados do gerador (SMA) para cada inversor (subsistema) e os dados de irradiação solar foram obtidos de uma estação meteorológica vizinha ao estudo de caso. O gerador fotovoltaico apresentou sombreamento parcial em todos os subsistemas, em diferentes intensidades e momentos do dia e do ano. Os resultados mostraram bons valores de yield (1.296 kWh/kWp) e PR (84%) para Cingapura quando comparados com valores de sistemas de referência para a mesma localidade, demonstrando que mesmo quando um gerador não possui os módulos fotovoltaicos instalados com a melhor combinação de desvio azimutal e ângulo de inclinação e é parcialmente sombreado, ele ainda pode apresentar um bom desempenho energético, se tiver sido bem projetado.

**Palavras-chave:** Desempenho energético, curvatura, sombreamento parcial, integração de módulos fotovoltaicos à arquitetura.

## 1. INTRODUÇÃO

A integração de módulos fotovoltaicos à arquitetura (BIPV – building-integrated photovoltaic) costuma vir acompanhada de duas questões: de que maneira os módulos fotovoltaicos irão integrar-se à edificação e qual será o desempenho energético do sistema. Sabe-se que para maximizar a geração fotovoltaica, um sistema deve estar instalado orientado ao Equador e com inclinação dos módulos próxima à latitude local (Willmott 1982; Hussein, Ahmad et al. 2000; Badescu 2006; Yang and Lu 2007; Hummon, Denholm et al. 2012). Porém, quando se fala em integração arquitetônica, priorizar a maximização energética significa limitar a liberdade do projetista e até mesmo inviabilizar a instalação de um sistema fotovoltaico em uma edificação existente que não acomode módulos nesta determinada posição, como por exemplo, uma cobertura curva. No entanto, já existem exemplos de sistemas fotovoltaicos instalados sobre coberturas curvas que apresentam bons rendimentos quando comparados a sistemas mais idealmente orientados (Urbanetz, Zomer et al. 2011; Wittkopf, Valliappan et al. 2012; Zomer, Costa et al. 2013). Cabe então ao projetista maximizar a geração energética de sistemas fotovoltaicos não instalados de maneira ideal.

A demonstração, através de exemplos reais, de que sistemas fotovoltaicos integrados à edificação podem ousar na forma, ser um diferencial positivo na arquitetura e ainda assim contar com um alto desempenho energético (Zomer, Nobre et al. 2013; Zomer, Costa et al. 2013) é a motivação que falta a muitos proprietários residenciais, empresariais, bem como ao setor público para confiarem na energia fotovoltaica e tirem proveito da abundante energia do sol.

A capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos ultrapassou os 100 GWp, atingindo 102 GWp em 2012 (EPIA 2013). Deste total, 400 MWp eram de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e a previsão é que até 2017 este número passe a 2.250 MWp (Pike 2012). Isto significa um grande número de BIPVs surgindo nos próximos anos e, portanto, uma necessidade em difundir as diversas formas em que um sistema fotovoltaico pode integrar-se às edificações.

O objetivo deste trabalho é analisar os fatores que influenciam a geração de um sistema solar fotovoltaico curvo através de um estudo de caso instalado na região tropical. Um sistema fotovoltaico curvo instalado sobre a cobertura de uma residência em Cingapura (1,35°N, 103,98°E) é apresentado em detalhe e o seu desempenho energético é discutido à luz de um estudo de sombreamento e de sua configuração elétrica (divisão de subsistemas), a fim de discutir se as soluções adotadas contribuíram ou não para um melhor desempenho do gerador fotovoltaico.

## 2. FATORES QUE INFLUENCIAM A PRODUÇÃO ENERGÉTICA DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO CURVO

Vários fatores podem afetar o rendimento de um gerador fotovoltaico instalado seguindo uma curvatura, tanto em relação à tecnologia propriamente dita, quanto em relação a fatores externos. O principal fator externo é a incidência da irradiação solar, que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação, do regime climatológico local, bem como de sua inclinação e orientação. As características de inclinação e orientação estão diretamente ligadas à integração arquitetônica. Quando um sistema fotovoltaico é instalado sobre uma cobertura curva, cada faixa da cobertura recebe uma quantidade diferente de irradiação solar.

A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial dos módulos e o seu estado de limpeza também influenciam no desempenho do sistema gerador. Quanto maior a temperatura do módulo, menor será sua eficiência de conversão energética. Em sistemas fotovoltaicos integrados a edificações é importante garantir uma ventilação mínima sob os painéis para reduzir sua temperatura. O sombreamento parcial de módulos fotovoltaicos é responsável por grandes perdas de geração energética: uma pequena sombra sobre uma célula pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo gerador devido à característica da maioria dos módulos fotovoltaicos em que as células solares individuais são conectadas em série (Rüther 2004). O estado de limpeza está diretamente relacionado à inclinação dos módulos fotovoltaicos. Quanto menor a inclinação, maior a chance de acúmulo de sujeira e menor a possibilidade desta sujeira ser lavada pela chuva (Qasem, Betts et al. 2012; Lorenzo, Moretón et al. 2013). Em Cingapura, apesar de sua latitude ser de 1°, estudos já demonstraram que sistemas inclinados a 10° apresentam melhores resultados de rendimento (*yield* e *performance ratio*) do que sistemas horizontais (Nobre, Ye et al. 2012).

Em relação à tecnologia propriamente dita, o descasamento entre módulos de uma mesma série fotovoltaica, que leva a perdas no rendimento conhecidas como *module mismatch losses*, e as resistências dos condutores elétricos também exercem influências na geração de energia (Rüther 2004; Burger and Rüther 2006). Além disso, as características de resposta espectral da tecnologia podem afetar a geração fotovoltaica, dependendo das características de irradiação solar da região.

## 3. ÍNDICES DE MÉRITO PARA AVALIAR O GERADOR FOTOVOLTAICO CURVO

As principais formas de avaliar a produtividade de um gerador fotovoltaico são através de seu *yield*, dado em kWh/kWp, e que relaciona a energia produzida em um determinado período (geralmente anual) pela potência instalada; e através de sua taxa de desempenho, aqui chamado de *performance ratio* ou PR, dado em kWh real/kWh máximo (%). O PR expressa o desempenho real de um sistema fotovoltaico em comparação com o mesmo sistema sem perdas, para uma mesma localização geográfica, e indica o quanto o sistema real se aproxima do sistema ideal (Blaesser 1997). O PR independe da localização geográfica e é influenciado pela insolação, eficiência final dos componentes do sistema, taxa de carregamento do inversor e design do sistema (Decker and Jahn 1997; Mondol, Yohanis et al. 2006; Mondol, Yohanis et al. 2006; Norton, Eames et al. 2010). Com estes índices é possível comparar sistemas com diferentes configurações, dimensões, tecnologias e localizações (Marion, Adelstein et al. 2005).

Neste trabalho, os subsistemas da cobertura curva são comparados em relação ao *yield* e ao PR. Um período de um ano de dados foi analisado (Junho de 2012 a Maio de 2013). Os dados de geração energética foram obtidos pelo sistema de aquisição de dados do gerador (SMA) para cada inversor (subsistema) e os dados de irradiação solar foram obtidos de uma estação meteorológica situada no mesmo bairro do estudo de caso. Esta estação foi instalada e é monitorada pelo Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) e faz parte de um projeto de monitoramento da irradiação solar em toda ilha de Cingapura.

Estudos anteriores mostraram que para sistemas fotovoltaicos de módulos cristalinos instalados em Cingapura os valores típicos de *yield* ficam entre 1.100 a 1.250 kWp por ano (BCA 2012) e os melhores valores de PR ficam entre 80% e 83% (Nobre, Ye et al. 2012).

## 4. ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CURVO EM CINGAPURA

### 4.1 Integração arquitetônica

A residência com cobertura curva teve seu projeto arquitetônico concebido antes de haver a integração fotovoltaica. Como a ideia de gerar energia no próprio telhado surgiu depois, o projetista solar teve como premissa integrar o sistema fotovoltaico seguindo a forma da cobertura.

A primeira versão do projeto foi proposta colocando os módulos apenas na parte menos inclinada da cobertura e, portanto, mais ideal para a geração fotovoltaica próxima ao Equador, porém o resultado estético não agradou aos proprietários. O projetista então deixou a cobertura mais uniforme, cobrindo-a inteira com módulos fotovoltaicos. Os proprietários preferiram aceitar um pior desempenho na geração energética destes módulos em prol de uma melhor composição arquitetônica. Desta forma, o resultado da integração dos módulos na cobertura ficou discreto e imperceptível por muitos que pensam se tratar apenas de um modelo de telha “diferente” (Fig. 1).



Figura 1 – Sistema fotovoltaico instalado seguindo a cobertura curva da residência em Cingapura. Detalhe para a distância de aproximadamente 10 cm entre os módulos e a cobertura da edificação.

#### 4.2 Configuração do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é composto por 472 módulos de silício monocristalino sem moldura de 95 W de potência nominal, totalizando 44,84 kWp e é dividido em sete subsistemas (sete inversores), com potências nominais variáveis. Os inversores são do tipo minicentrais com um MPPT (*maximum power point tracker*). A Fig. 2 apresenta a subdivisão do sistema na cobertura e a Tab. 1 apresenta suas características de desvio azimutal, inclinação, potência nominal e carregamento dos inversores.

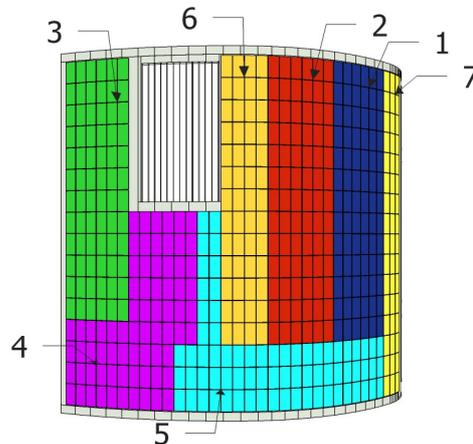


Figura 2 – Divisão dos subsistemas na cobertura fotovoltaica.

Tabela 1 – Características de cada subsistema em relação ao desvio azimutal, inclinação, potência nominal e carregamento dos inversores.

SUBSISTEMA	DESVIO AZIMUTAL	INCLINAÇÃO	POTÊNCIA NOMINAL [kWp]	CARREGAMENTO DO INVERSOR
1	90°	32° (média)	7,41	106%
2	90°	15° (média)	7,41	106%
3	270°	15° (média)	6,84	114%
4	270°	10° (média)	7,22	120%
5	90° e 270°	18° e 3° (média)	6,84	114%
6	90°	2° (média)	4,94	107%
7	90°	48° (média)	4,56	99%

Através da Fig. 2 percebe-se que a divisão dos subsistemas não segue uma mesma sequência, por exemplo, não foi feita por fileiras, mas sim, dividida em diferentes formatos e potências nominais. O carregamento de cada inversor também variou, sendo que apenas um subsistema (7) ficou abaixo de 100%. Esta variação entre os subsistemas tornou este estudo de caso ainda mais rico do ponto de vista da pesquisa, por proporcionar comparações entre módulos de mesma tecnologia, instalados ao mesmo tempo, sofrendo as mesmas intempéries, com diferentes composições de subsistemas, orientações e inclinações.

#### 4.3 Análise da irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos

Devido à proximidade com o Equador, a irradiação incidente em Cingapura é maior em planos horizontais do que em planos verticais. A fim de quantificar o percentual de irradiação incidente em cada subsistema da superfície curva, a

Fig. 3 foi gerada. Nela, todas as combinações de ângulos de inclinação e desvio azimutal foram calculadas a partir do valor de irradiação anual para Cingapura para o período de Junho de 2012 a Maio de 2013. A irradiação global horizontal deste período foi de 1.582 kWh/m<sup>2</sup>, medida na estação meteorológica do SERIS situada no mesmo bairro que a residência deste estudo de caso.

A partir do valor anual, as variações para cada combinação de inclinação e desvio azimutal foram simuladas no software Zenit, desenvolvido pelo Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems na Alemanha (Heydenreich, Müller et al. 2008; Müller, Heydenreich et al. 2009), utilizando o modelo de radiação difusa de Perez (Perez, Seals et al. 1987; Perez, Ineichen et al. 1990).

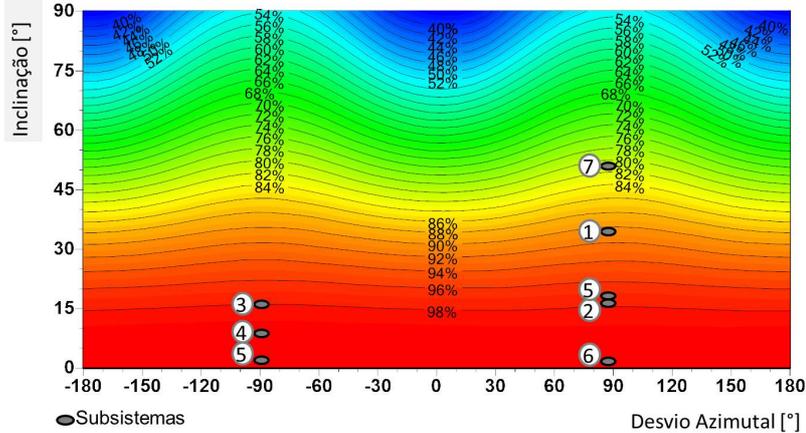


Figura 3 – Percentual de irradiação incidente em cada subsistema em relação ao máximo de irradiação incidente em Cingapura. Cada número representa um dos sete subsistemas da cobertura curva.

De acordo com a Fig. 3, o subsistema 7 é o mais prejudicado em relação à sua posição, mas ainda assim recebe 80% da irradiação máxima para Cingapura. Já os subsistemas 2, 3, 4, 5 e 6 recebem pelo menos 98% do valor máximo anual.

Além da estimativa de irradiação anual, um dia típico (média de irradiação horária de todos os dias para o período de Junho de 2012 a Maio de 2013) foi analisado e pode ser visualizado na Fig. 4.

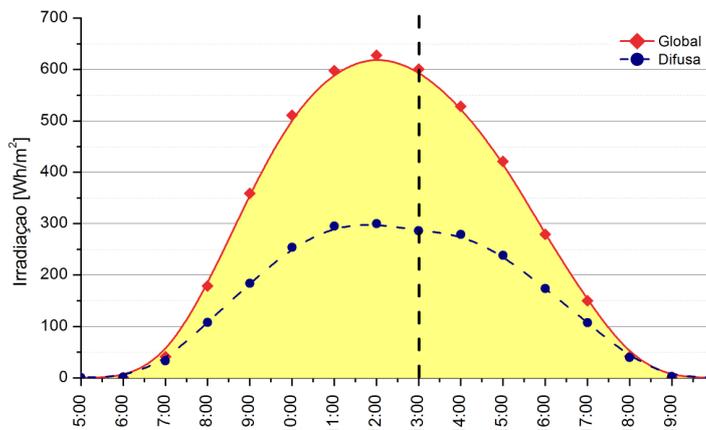


Figura 4 – Dia típico para o período analisado em Cingapura (Junho de 2012 a Maio de 2013) em relação à irradiação global e difusa na estação meteorológica vizinha ao estudo de caso.

De acordo com a Fig. 4, as manhãs do período analisado foram mais ensolaradas do que as tardes. O total de irradiação incidente no período matutino (até às 13h) foi duas vezes maior que a incidente no período vespertino (após às 13h).

#### 4.4 Análise de sombreamento

O sombreamento parcial tem sido identificado como a principal causa para a redução do *yield* e do PR de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Woyte, Nijs et al. 2003), portanto um estudo detalhado foi conduzido para quantificar o sombreamento de cada subsistema.

A análise de sombreamento foi realizada com auxílio do software Ecotect. Os dados de entrada foram o arquivo climático de Cingapura fornecido pelo American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) e a posição da cobertura em relação ao norte. A cobertura foi modelada no software SketchUp e importada para o software Ecotect.

Em seguida, máscaras de sombreamento foram geradas para cada um dos subsistemas, informando tanto a existência ou não de sombreamento em determinado período como o percentual do mesmo.

A residência analisada está localizada em um bairro de baixa densidade, com todas as casas de mesma altura; portanto, o sistema não sofre sombreamento da vizinhança. No entanto, este sistema fotovoltaico é sombreado devido à sua própria curvatura. A Fig. 5 apresenta a cobertura com o diagrama solar indicando a trajetória aparente do Sol e o sombreamento que ocorre no subsistema 7 a partir das 16h do mês de setembro.

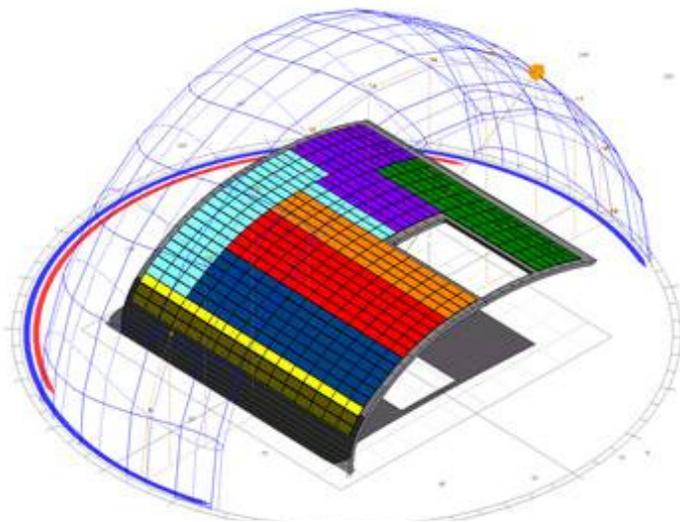


Figura 5 – Cobertura curva analisada no software Ecotect. A imagem mostra o sol na posição de 16h do mês de setembro quando o subsistema 7 começa a ser sombreado pela própria cobertura.

A Fig. 6 apresenta as máscaras de sombreamento anual para cada subsistema. As máscaras de sombreamento mostram que o subsistema 7 é o mais sombreado, com 33% das horas sombreadas. Este sombreamento ocorre apenas no período vespertino, já que o sistema é orientado a leste. O segundo subsistema com maior sombreamento é o 1, com 20% de horas sombreadas, também apenas no período vespertino. O subsistema que apresenta menor sombreamento anual é o 6, com apenas 5% de horas sombreadas, bem no final da tarde.

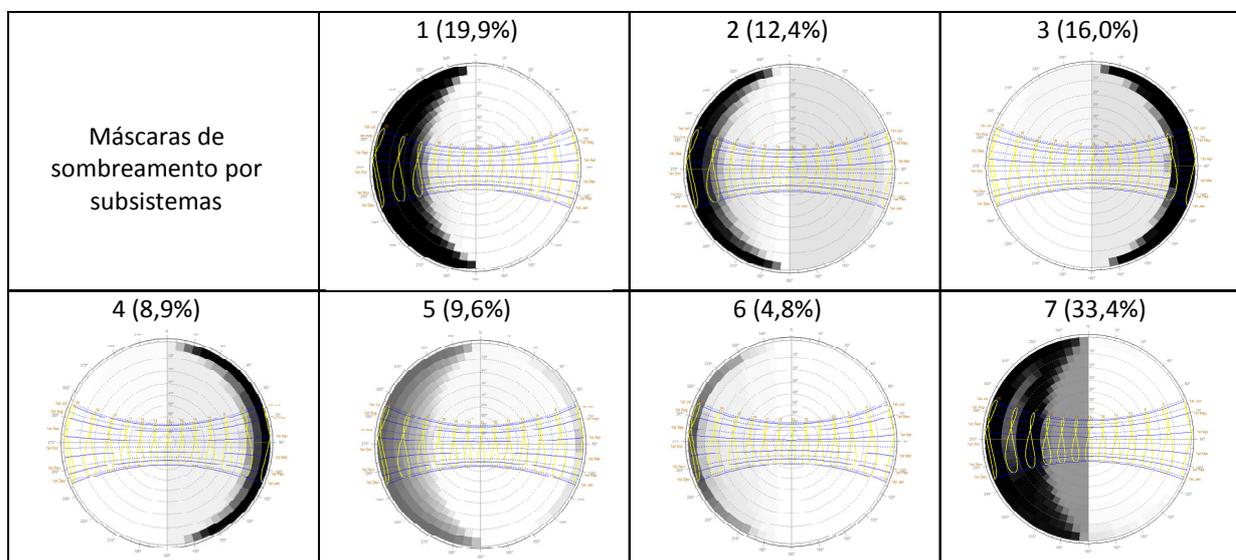


Figura 6 - Máscaras de sombreamento para cada subsistema do gerador fotovoltaico curvo e percentuais de sombreamento anual.

Além do sombreamento anual, o total mensal também foi analisado (Fig. 7).

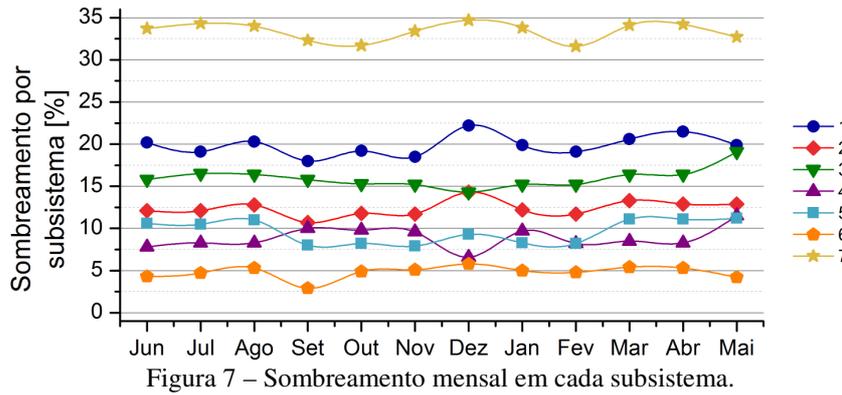


Figura 7 – Sombreamento mensal em cada subsistema.

A Fig. 7 demonstra que todos os subsistemas seguem o mesmo padrão de horas de sombreamento ao longo dos meses, sendo que o subsistema 7 possui valores mais altos para todo o ano.

#### 4.5 Análise de desempenho: yield e performance ratio

O *yield* e o PR de cada subsistema foram calculados e comparados entre si (Fig. 8).

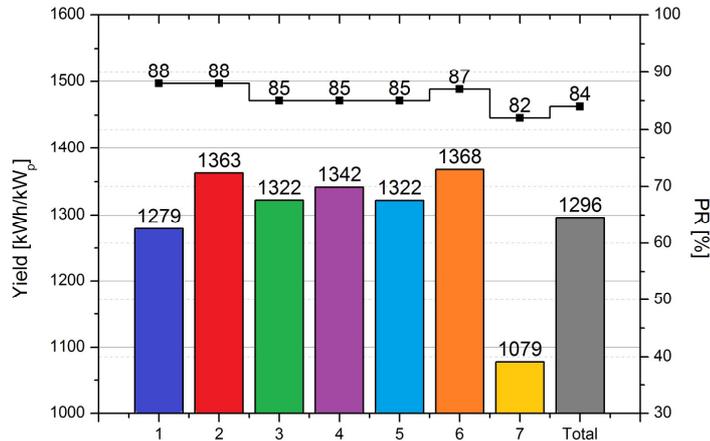


Figura 8 – Yield e PR dos sete subsistemas e do sistema curvo completo.

De acordo com a Fig. 8, o subsistema que apresentou o *yield* mais alto foi o 6 (1.368 kWh/kW<sub>p</sub>), seguido do subsistema 2 (1.363 kWh/kW<sub>p</sub>). Em relação ao PR, o melhor subsistema foi o 1 (88,0%), seguido do 2 (87,8%) e só então o 6 (86,5). O *yield* do gerador curvo foi de 1.296 kWh/kW<sub>p</sub> e o PR geral foi de 84,2%, ambos os índices aproximadamente 5% menores do que o melhor subsistema do conjunto.

Através da Fig. 9 é possível comparar o desempenho dos subsistemas de acordo com sua posição na cobertura curva.

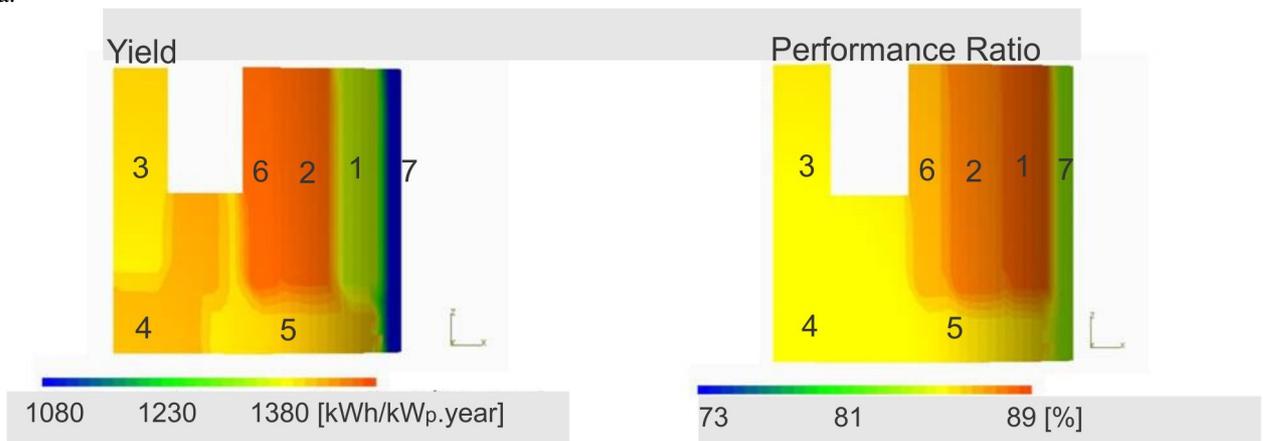


Figura 9 – Yield e PR dos subsistemas de acordo com sua posição na cobertura curva.

Os subsistemas que apresentaram os melhores resultados de *yield* (6 e 2) não correspondem na mesma ordem aos subsistemas com melhores PR (1, 2 e 6), uma vez que o desempenho (*yield*) está diretamente relacionado com a incidência solar absoluta no arranjo fotovoltaico e a taxa de desempenho (PR) é uma medida relativa da incidência solar, mais diretamente relacionada com a engenharia e qualidade da instalação. A partir da Fig. 9, nota-se que os subsistemas com melhores *yields* estão localizados na região central, com menores inclinações. Já os melhores valores de PR ocorreram para sistemas inclinados a 32° e a 15°, respectivamente, e orientados ao leste. O fato de o sistema ter apresentado melhores PRs para sistemas inclinados ao leste pode estar relacionado à característica de Cingapura receber maior incidência de irradiação no período da manhã.

Quando comparado com os valores típicos de *yield* e PR encontrados em Cingapura, os valores obtidos pelos subsistemas e pelo sistema completo foram iguais ou superiores.

## 5. OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CURVOS

A partir da análise detalhada de uma cobertura curva, alguns pontos foram levantados visando um melhor desempenho de sistemas fotovoltaicos instalados em situações não ideais, que se aplicam para sistemas curvos e parcialmente sombreados.

Um sistema curvo possui inclinações variadas. Unir os módulos de mesma inclinação em uma mesma série fotovoltaica (*string*) e conseqüentemente em um mesmo inversor contribui para elevar o desempenho geral do sistema. Se o inversor possuir dois MPPT (*maximum power point tracker*), duas inclinações poderiam ser conectadas ao mesmo inversor, desde que cada inclinação formasse uma série fotovoltaica.

Uma análise detalhada de possíveis períodos de sombreamento na cobertura também pode ser o ponto de partida na elaboração do projeto elétrico, procurando deixar módulos sombreados ao mesmo tempo conectados ao mesmo inversor.

Para sistemas fotovoltaicos curvos e parcialmente sombreados, pode-se extrair o máximo de cada módulo fotovoltaico utilizando inversores individuais (microinversores).

Garantir uma ventilação mínima sob os módulos também é fundamental para que não haja superaquecimento e assim, queda de eficiência de conversão energética. No estudo de caso, a distância de 10 cm entre os módulos e o fechamento da cobertura foi suficiente para garantir bons valores de *yield* e PR para todos os subsistemas.

A escolha da tecnologia também deve ser levada em consideração. Dependendo da localização geográfica da instalação, a composição do espectro solar é variável. Diferentes tecnologias respondem de formas diferentes a diferentes composições de espectro solar. Adotar aquela que melhor atue para uma determinada região pode aumentar consideravelmente o aproveitamento da energia solar para a conversão fotovoltaica.

Além da resposta espectral, módulos fotovoltaicos com diodos de *by-pass* também contribuem para elevar o desempenho de um sistema, pois evitam que o mau funcionamento de uma determinada célula (sombreada ou superaquecida) influencie negativamente o desempenho das demais.

Por fim, um sistema fotovoltaico opera melhor quando suas células estão limpas e esta limpeza pode ser proporcionada pela água da chuva. Para garantir esta limpeza, diz-se que os módulos devem estar com uma inclinação de no mínimo 5°. No estudo de caso, o subsistema que apresentou melhor *yield* está com inclinação inferior aos 5° e o que pode ter garantido que mesmo sem a inclinação necessária este subsistema teve um bom desempenho, foi o fato dos módulos adotados serem sem moldura, principal acumulador de poeira de módulos convencionais. Portanto, é interessante considerar a existência ou não de molduras nos módulos na hora de projetar um sistema fotovoltaico curvo.

## 6. CONCLUSÕES

Através da análise de um estudo de caso situado em uma região tropical, fatores que influenciam a geração de um sistema solar fotovoltaico curvo e parcialmente sombreado foram analisados.

A configuração elétrica do sistema mostrou ter papel fundamental para melhorar o desempenho de um sistema fotovoltaico, tanto na separação das séries fotovoltaicas, quanto na escolha dos inversores e dos módulos fotovoltaicos. Além disso, um estudo de sombreamento detalhado pode ser uma importante ferramenta na configuração de um sistema fotovoltaico, visto que uma configuração de séries fotovoltaicas e subsistemas bem planejada pode contribuir para uma maximização da geração energética de sistemas fotovoltaicos.

O estudo de caso apresentou bons valores de *yield* e PR para a localidade de Cingapura quando comparados com valores de sistemas de referência para a mesma localidade, demonstrando que mesmo quando um gerador não possui os módulos fotovoltaicos instalados com a melhor combinação de desvio azimutal e ângulo de inclinação e é parcialmente sombreado, ele ainda pode apresentar um bom desempenho energético. Este fato, aliado à contínua redução de custos dos módulos fotovoltaicos e demais equipamentos que compõem um sistema gerador, vem contribuir para que os módulos passem a ser mais utilizados como elementos arquitetônicos desempenhando papéis de destaque na edificação, como é o caso do estudo de caso analisado.

## REFERÊNCIAS

- Badescu, V. (2006). "Optimum size and structure for solar energy collection systems." *Energy* **31**(12): 1819-1835.
- BCA (2012). *Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems*. Singapore, Energy Market Authority - Building and Construction Authority.
- Blaesser, G. (1997). "PV system measurements and monitoring the European experience." *Solar Energy Materials and Solar Cells* **47**(1-4): 167-176.
- Burger, B. and R. Rüther (2006). "Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature." *Solar Energy* **80**(1): 32-45.
- Decker, B. and U. Jahn (1997). "Performance of 170 grid connected PV plants in Northern Germany – Analysis of yields and optimization potentials." *Solar Energy* **59**(6): 127-133.
- EPIA (2013). "Global market outlook for Photovoltaics 2013-2017." *European Photovoltaic Industry Association*: 60.
- Heydenreich, W., B. Müller, et al. (2008). *Describing the world with three parameters: a new approach to PV module power modelling*. 23<sup>rd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain.
- Hummon, M., P. Denholm, et al. (2012). "Impact of photovoltaic orientation on its relative economic value in wholesale energy markets." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* **2198**.
- Hussein, H. M. S., G. E. Ahmad, et al. (2000). "Optimization of operational and design parameters of plane reflector-tilted flat plate solar collector systems." *Energy* **25**(6): 529-542.
- Lorenzo, E., R. Moretón, et al. (2013). "Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.
- Marion, B., J. Adelstein, et al. (2005). *Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems*. 31<sup>st</sup> IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, NREL/CP-520-37358.
- Mondol, J. D., Y. Yohanis, et al. (2006). "Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland." *Energy Conversion and Management* **47**(18): 2925-2947.
- Mondol, J. D., Y. G. Yohanis, et al. (2006). "Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems." *Solar Energy* **80**(12): 1517-1539.
- Müller, B., W. Heydenreich, et al. (2009). *More insights from the monitoring of real world PV power plants - A comparison of measured to predicted performance of PV systems*. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, Germany.
- Nobre, A., Z. Ye, et al. (2012). *High performing PV systems for tropical regions - Optimization of systems performance*. 27<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Messe Frankfurt, Germany.
- Norton, B., P. C. Eames, et al. (2010). "Enhancing the performance of building integrated photovoltaics." *Solar Energy* **85**(8): 1629-1664.
- Perez, R., P. Ineichen, et al. (1990). "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance." *Solar Energy* **44**(5): 271-289.
- Perez, R., R. Seals, et al. (1987). "A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces." *Solar Energy* **39**(3): 221-231.
- Pike (2012). *BIPV and BAPV: Market Drivers and Challenges, Technology Issues, Competitive Landscape, and Global Market Forecasts*. *Pike Research Joins Navigant*. N. Consulting. Boulder, Navigant Consulting.
- Qasem, H., T. R. Betts, et al. (2012). "Dust-induced shading on photovoltaic modules." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.
- Rüther, R. (2004). *Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil*. Florianópolis, Editora UFSC/LABSOLAR.
- Urbanetz, J., C. D. Zomer, et al. (2011). "Compromises between form and function in grid-connected, building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitude sites." *Building and Environment* **46**(10): 2107-2113.
- Willmott, C. J. (1982). "On the climatic optimization of the tilt and azimuth of flat-plate solar collectors." *Solar Energy* **28**(3): 205-216.
- Wittkopf, S., S. Valliappan, et al. (2012). "Analytical performance monitoring of a 142.5 kwp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore." *Renewable Energy* **47**: 9-20.
- Woyte, A., J. Nijs, et al. (2003). "Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results." *Solar Energy* **74**(3): 217-233.
- Yang, H. and L. Lu (2007). "The Optimum Tilt Angles and Orientations of PV Claddings for Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) Applications." *Journal of Solar Energy Engineering* **129**(2): 253-255.
- Zomer, C., A. Nobre, et al. (2013). "The balance between aesthetics and performance in building-integrated photovoltaics in the tropics." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*: n/a-n/a.
- Zomer, C. D., M. R. Costa, et al. (2013). "Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports." *Energy and Buildings* **66**(0): 607-615.

## **CURVATURE AND PARTIAL SHADINGS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: CHALLENGES TO THE BUILDING INTEGRATIONS IN TROPICAL REGIONS**

**Abstract.** *A curved photovoltaic system integrated to a residential roof in Singapore (1.35 ° N, 103.98 ° E) is presented in detail and its energy performance is discussed in the light of a shading analysis and its electrical configuration (subsystems division), in order to discuss whether the solutions adopted have contributed to a better performance of the PV array. Yield and performance ratio were compared between subsystems during a one year period (June 2012 to May 2013). Energy generation data were obtained by the data acquisition system from each inverter (subsystem) and the solar irradiance data were obtained from a weather station nearby the case study. The PV generator showed partial shadings for all subsystems at different intensities and times of the day and the year. Results showed good values of yield (1,296 kWh / kWp) and PR (84%) for Singapore when compared to reference values of systems for the same location, showing that even when a generator has no PV modules installed with the best combination of azimuthal deviation and tilt angle and is also partially shaded, it can still provide a good energy performance if the system has been well designed.*

**Key words:** Energy performance, curvature, partial shadings, building-integrated photovoltaic systems.