



XIENCAC
ENCONTRO NACIONAL DE CONFORTO
NO AMBIENTE CONSTRUIDO

VIIELACAC
ENCONTRO LATINO AMERICANO DE CONFORTO
NO AMBIENTE CONSTRUIDO

Búzios - RJ - 2011

COMPROMISSOS ENTRE FORMA E FUNÇÃO DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS INTEGRADOS A EDIFICAÇÕES E CONECTADOS À REDE EM BAIXAS LATITUDES

Clarissa Debiazi Zomer (1); Jair Urbanetz Júnior (2); Alexandre Montenegro (3); Paulo Henrique Pfitscher (4); Ricardo Rütter (5)

(1) Arquiteta, Doutoranda do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil,
clarissa@fotovoltaica.ufsc.br

(2) Engenheiro Eletricista, Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil,
jair.urbanetz@gmail.com

(3) Engenheiro Mecânico, Mestrando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil,
alexandre.a.montenegro@gmail.com

(4) Acadêmico em Engenharia Elétrica,
php.ufsc@gmail.com

(5) Engenheiro Metalúrgico, PhD, Professor do Departamento de Engenharia Civil,
ruther@mbox1.ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil, Laboratório de Eficiência Energética em Edificações, Cx. Postal 476, Florianópolis-SC, 88040-900, Tel.: (48) 3721 5184

RESUMO

A integração de módulos solares fotovoltaicos em fachadas e coberturas é a aplicação ideal para a conversão de luz do sol em eletricidade no meio urbano. Grosso modo, o desempenho anual máximo de um sistema fotovoltaico conectado à rede ocorre quando os módulos estão instalados orientados ao Equador (norte, no caso do hemisfério sul) e com inclinação igual à latitude local, sem sombreamentos ao longo do dia. O desempenho de sistemas fotovoltaicos não orientados à situação ideal pode cair consideravelmente dependendo da latitude local. Com a paridade tarifária – momento em que a energia elétrica fotovoltaica atinge o mesmo custo da geração convencional – esperada para a presente década, um maior número de aplicações de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações é previsto, e, neste contexto, o objetivo deste artigo é demonstrar que é possível alcançar bons compromissos entre forma e função. Para isso, são comparados dois sistemas fotovoltaicos instalados em Florianópolis - SC, sendo um instalado de maneira ideal, orientado ao norte e com inclinação igual à latitude local (27°) e outro, com módulos semelhantes, integrado a uma cobertura curva e orientada a nordeste e sudoeste, com inclinação média de 9°. Na análise de um ano de dados (jun/2009 a mai/2010), foi verificado para o sistema curvo um desempenho (yield) anual 12% menor que o do sistema de referência, sendo que em quatro meses (nov/2009 a fev/2010), o sistema curvo apresentou desempenho superior (diferença chegou a +15% em nov/2009). Através das análises, foi possível comprovar que se pode atingir bons compromissos entre forma e função em sistemas fotovoltaicos integrados a edificações.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, integração de sistemas fotovoltaicos em edificações, módulos fotovoltaicos de filmes finos.

ABSTRACT

The integration of photovoltaic (PV) modules on building façades and rooftops is an ideal application for the conversion of sunlight into electricity in the urban environment. Roughly speaking, the maximum annual performance of a grid-connected PV system is usually obtained with modules tilted at an angle equal to the site latitude, facing the equator, without shading throughout the day. The performance of PV systems not tilted nor oriented ideally can drop considerably, depending on site latitude. With grid parity - when the cost

of solar electricity becomes competitive with conventional electricity – expected in many countries in the present decade, a more widespread application of PV on buildings is expected, and, in this context, the main goal of this article is to show that goal compromises between form and function are possible. In this work we compare the energy generation of a curved BIPV system installed as a carport rooftop, with other with an ideally-oriented and -tilted, flat BIPV system installed as a building's rooftop cover at a low-latitude site (27oS). For the one-year period analysed here (Jun/2009 to May/2010), the curved-shaped BIPV annual yield was 12% lower than the reference BIPV system, and, for four months (Nov/2009 to Feb/2010), the BIPV curved-shaped system presented superior monthly yield (the difference was +15% for Nov/2009). From these results it was possible to show that one can reach a good compromise between form and function in BIPV systems.

Keywords: Grid-connected photovoltaics; building-integrated photovoltaics (BIPV); thin-film PV; yield of solar generators.

1. INTRODUÇÃO

A conversão direta da luz solar em eletricidade através de módulos solares fotovoltaicos é uma das formas de geração de energia elétrica através de fontes renováveis que menos causa impacto ao entorno. Uma característica peculiar da tecnologia fotovoltaica é o fato dos módulos poderem estar integrados à envoltória da edificação, gerando energia no local onde a mesma é consumida, sendo esta a maneira mais ideal de sua aplicação. Quando os geradores fotovoltaicos são construídos como parte integrante do envelope da edificação, os custos com infraestrutura de transmissão de energia são evitados, bem como as perdas de energia associadas. Desta forma, o custo final da energia pode ser comparado com tarifas de consumidor final ao invés de ser comparado com custos de energia na planta de geração.

Em geral, a geração anual máxima para sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério sul ocorre quando a face ativa dos módulos fotovoltaicos que o compõem está orientada para o norte, com inclinação igual à latitude local, e sem sombreamento ao longo do dia. Em baixas latitudes, a integração de módulos fotovoltaicos em fachadas verticais tem que lidar com perdas de desempenho consideráveis quando comparadas com a situação ideal. Existem inúmeros projetos de sistemas fotovoltaicos que demonstram as consequências na geração energética de sistemas fotovoltaicos instalados em situações diversas à que seria ideal para sua localidade (AGRAWAL e TIWARI, 2010; BURGER e RÜTHER, 2006; CHEL *et al.*, 2009; CORBIN e ZHAI, 2010; MARANDA *et al.*, 1998; ORDENES *et al.*, 2007; RÜTHER e BRAUN, 2009; SONG *et al.*, 2008; SUN e YANG, 2010).

O projeto elétrico e arquitetônico, bem como a previsão de geração energética de sistemas fotovoltaicos planos, orientados ao norte, com inclinação ideal e montados em estruturas fixadas no chão, é relativamente simples de executar e de avaliar. Com a crescente aceitação dos arquitetos e projetistas em inserir em suas obras elementos fotovoltaicos, novas formas de integração começam a surgir, incluindo curvaturas, e, neste contexto, a previsão de geração começa a ficar mais complexa. Além disso, devido ao entorno urbano, os sistemas integrados a edificações tendem a receber sombreamentos parciais, que também comprometem a geração energética. As perdas devem ser quantificadas em fase de projeto, para que possam ser minimizadas. O domínio das consequências – ora concomitantes, ora conflitantes – devido às decisões de projeto em relação à forma e a função de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, é assunto de interesse econômico, técnico e, sobretudo, fundamental para o desenvolvimento de conhecimento científico neste setor no Brasil.

Portanto, com a disseminação desta tecnologia, serão necessários estudos mais aprofundados acerca do desempenho da geração fotovoltaica de sistemas integrados a edificações (NORTON *et al.*, 2010), e as consequentes perdas energéticas devido ao posicionamentos dos módulos não estarem com a orientação e a inclinação ideais. A tecnologia solar fotovoltaica tem uma grande capacidade de contribuir na matriz energética brasileira em um futuro próximo. O cenário de energia solar no Brasil, assim como em outros países de baixas latitudes, indicam um futuro promissor para os sistemas conectados à rede e integrados às edificações (MARTINS *et al.*, 2008).

A contínua redução de custos da tecnologia fotovoltaica nos últimos dez anos não teria sido possível sem a produção em larga escala, para atender a demandas de países europeus, como a Alemanha, onde há programas de incentivo bem sucedidos (DUSONCHET e TELARETTI, 2010; FRONDEL *et al.*, 2010; NEIJ, 2008). É prevista para a presente década, a paridade tarifária – momento em que a conversão da luz solar em eletricidade será competitiva em relação ao custo quando comparada a fonte energética convencional – em

muitas partes do mundo (BYRNE *et al.*, 1996; MASINI e FRANKL, 2003; YANG, 2010).

Neste contexto, estudos que venham demonstrar, por meio de comparações, o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias e características projetuais, instalados na mesma cidade, são importantes ferramentas para auxiliar projetistas em duas decisões.

2. OBJETIVO

O objetivo deste artigo é comparar o desempenho de um sistema fotovoltaico instalado em uma cobertura curva, com orientação e inclinação diferentes das ideais com um sistema fotovoltaico plano com orientação e inclinação ideais, localizados na mesma cidade, demonstrando que o compromisso entre forma (estética) e função (geração de energia) pode ser atingido em sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e interligados à rede elétrica.

3. MÉTODO

Para demonstrar que o compromisso entre forma e função de um sistema fotovoltaico integrado a uma edificação pode ser atingido, foram estudados dois casos: um sistema considerado “ideal”, pois os módulos estão em uma superfície plana, inclinada a 27° e orientados ao norte; e outro sistema integrado a uma cobertura curva, com orientação nordeste/sudoeste, com inclinação média de 9°. O primeiro caso, considerado “Sistema de Referência”, está instalado em um prédio da Universidade Federal de Santa Catarina e o “Sistema Curvo” está instalado a 600 metros de distância do primeiro, no pátio da Eletrosul Centrais Elétricas SA, ambos na cidade de Florianópolis – SC. Os dois sistemas fotovoltaicos possuem sistemas de monitoramento e aquisição de dados e, para a presente análise, foram utilizados dados de um período de doze meses. Dessa forma pode-se comparar o desempenho de ambos os sistemas, a fim de se estimar o percentual de perdas em função da escolha de uma orientação e inclinação não ideais.

A comparação entre sistemas foi realizada através da comparação entre *yields* (kWh/kWp/ano). O *yield* de um sistema representa o quanto de energia elétrica ele produz (kWh) por unidade de potência nominal instalada (kWp), na base anual. Desta forma, sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, designs e tecnologias podem ser comparados (MARION *et al.*, 2005).

3.1. Sistemas fotovoltaicos estudados

3.1.1. Sistema Fotovoltaico de Referência: 10 kWp no Centro de Eventos da Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis

O Sistema de Referência utilizado para as análises deste artigo possui todas as características que o tornam “ideal” para a cidade de Florianópolis, ou seja, é plano, orientado ao norte verdadeiro e possui inclinação igual à latitude local (27°). Trata-se do sistema de 10,24 kWp instalado na cobertura do Centro de Cultura e Eventos da Universidade Federal de Santa Catarina (VIANA *et al.*, 2007). Este sistema, em operação desde 2004, é composto por 80 módulos flexíveis de silício amorfo de 128 W (PVL 128) e sete inversores, sendo seis Würth, modelos Solar Star 1200 e 1500 e um SMA modelo SB2500, ou seja, é dividido em sete subsistemas. O sistema possui um medidor de energia para cada inversor, o que possibilita o acompanhamento periódico da geração.

A Figura 1 apresenta o Centro de Cultura e Eventos com a instalação na parte frontal de sua cobertura e a Figura 2 apresenta a planta baixa do sistema com a indicação do norte.



Figura 1 - Sistema fotovoltaico plano inclinado a 27°N, com 10,24 kWp, integrado ao Centro de Cultura e Eventos da UFSC.

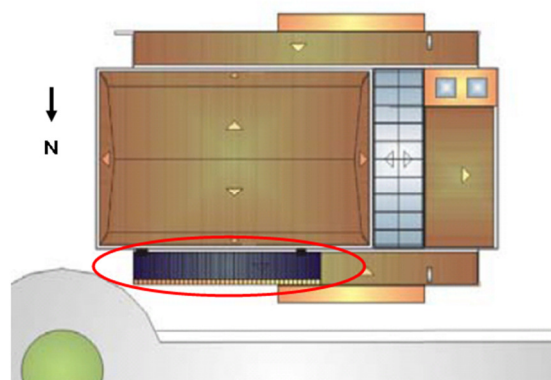


Figura 2 - Orientação do sistema de 10 kWp do Centro de Cultura e Eventos da UFSC.

Como a intenção desta análise era utilizar um sistema com o melhor rendimento para a cidade de Florianópolis, considerou-se apenas um subsistema, composto por 24 módulos (3,072 kWp), conectados a um inversor Sunny Boy SB2500, pois foi o que apresentou menos momentos de falhas, quando comparado com os demais. Este inversor está conectado a um sistema de aquisição de dados que capta a temperatura do módulo, a irradiação solar e parâmetros elétricos a cada cinco minutos.

3.1.2. Sistema Fotovoltaico Curvo: 11,97 kWp no Protótipo da ELETROSUL – Florianópolis

O Sistema Fotovoltaico Curvo foi projetado pelas equipes dos grupos de pesquisa FOTOVOLTAICA₁ e LabEEE₂, ambos da UFSC₃. Entrou em operação no dia 06 fevereiro de 2009 e está localizado no pátio do edifício sede da ELETROSUL, em Florianópolis. Trata-se de um abrigo para uma passagem de pedestres e um estacionamento de bicicletas e foi projetado prevendo a instalação dos módulos fotovoltaicos em sua cobertura. Possui cobertura metálica curva de 234 m², na qual estão colados módulos fotovoltaicos de filmes finos flexíveis de a-Si da marca UNI-SOLAR®, modelo PVL-136-T (136Wp). São 88 módulos totalizando 11,97 kWp. São utilizados três inversores SMA modelo SB4000US e um sistema de aquisição de dados que capta a temperatura do módulo, a irradiação solar e parâmetros elétricos a cada cinco minutos. A Figura 3 apresenta uma vista geral do sistema e a Figura 4 apresenta um desenho esquemático demonstrando os três subsistemas e a orientação em relação ao norte.



Figura 3 - Vista geral do sistema fotovoltaico de 11,97 kWp da ELETROSUL. Figura 4 - Distribuição dos módulos em subsistemas.

Os subsistemas foram divididos da seguinte forma:

- Subsistema 1: 28 módulos totalizando 3,808 kWp ligados ao inversor 1. Neste subsistema, metade dos módulos estão orientados para o nordeste e a outra metade para o sudoeste;

¹ Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar.

² Laboratório de Eficiência Energética em Edificações.

³ Universidade Federal de Santa Catarina.

dados de geração energética foram comparados com os dados do Sistema de Referência.

A Tabela 1 apresenta o desempenho (*yield*) anual do Sistema de Referência, de cada um dos subsistemas e do Sistema Curvo completo da Eletrosul para o período de Junho de 2009 a Maio de 2010.

Tabela 1 - *Yield* do Sistema de Referência da UFSC e dos subsistemas e Sistema Curvo completo da Eletrosul (kWh/kWp).

	Sistema de Referência	Subsistema Curvo # 1	Subsistema Curvo # 2	Subsistema Curvo # 3	Sistema Curvo completo
kWh/kWp	1265	1080	1081	1173	1110
%	100	85,4	85,5	92,7	88

O Sistema de Referência atingiu um *yield* anual de 1.265 kWh/kWp enquanto o Sistema Curvo atingiu um *yield* de 1.110 kWh/kWp (87,7% do *yield* do Sistema de Referência) no mesmo período. Ao se comparar os *yields* anuais dos subsistemas da Eletrosul, os valores foram de 1.080 kWh/kWp (85,4% do *yield* do Sistema de Referência), 1.081 kWh/kWp (85,5% do *yield* do Sistema de Referência) e 1.173 kWh/kWp (92,7% do *yield* do Sistema de Referência) para os subsistemas #1, #2 e #3, respectivamente. De acordo com a redução na geração de energia do sistema curvo em relação ao sistema ideal, pode-se perceber que as perdas anuais foram relativamente pequenas, diante da valorização estética que o conjunto obteve. Considerando-se o sistema completo, a redução de desempenho (*yield*) anual ficou em 12%, em comparação com o sistema instalado de maneira ideal. Este resultado pode ser considerado satisfatório, revelando que em baixas latitudes, um sistema fotovoltaico curvo, de inclinação média menor do que a latitude local pode apresentar um bom compromisso entre forma e função.

A Figura 6 apresenta a evolução mensal do *yield* de cada subsistema e do Sistema Curvo completo e do Sistema de Referência. De acordo com a Figura 6, pode-se perceber que o Sistema de Referência sofre uma menor variação no *yield* mensal do que nos demais casos, pois este sistema foi projetado para otimizar a geração anual.

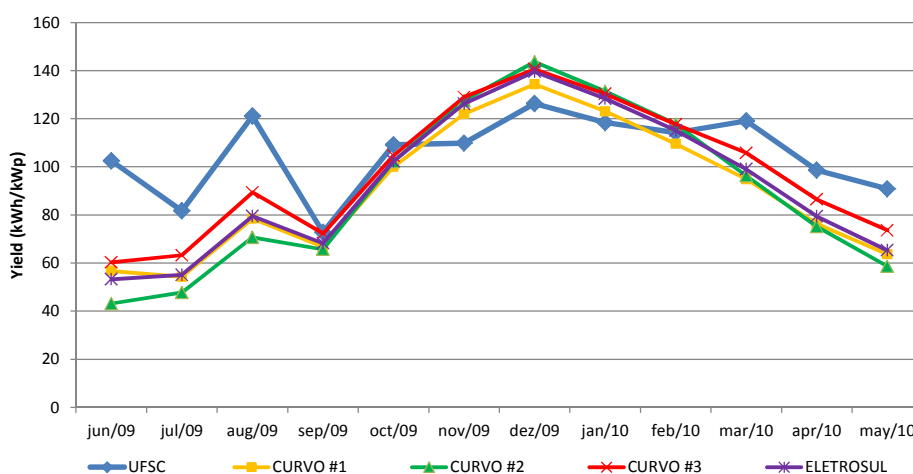


Figura 6 - Evolução do *yield* mensal do Sistema Curvo da Eletrosul e do Sistema de Referência da UFSC, para o período de Junho de 2009 a Maio de 2010.

O bom desempenho dos módulos de silício amorfo operando em climas quentes é uma das características deste material e suas propriedades tem sido amplamente discutidas (RUTHER, 1998; RÜTHER e DACOREGIO, 2000; RUTHER e LIVINGSTONE, 1994; RÜTHER *et al.*, 2003).

A Figura 7 apresenta a evolução do percentual de energia gerada de cada subsistema e do Sistema Curvo completo em relação ao Sistema de Referência (100%). Na comparação anual, todos os subsistemas da Eletrosul, incluindo o Sistema Curvo completo, ficaram com valores abaixo dos valores do Sistema de Referência, conforme Tabela 1.

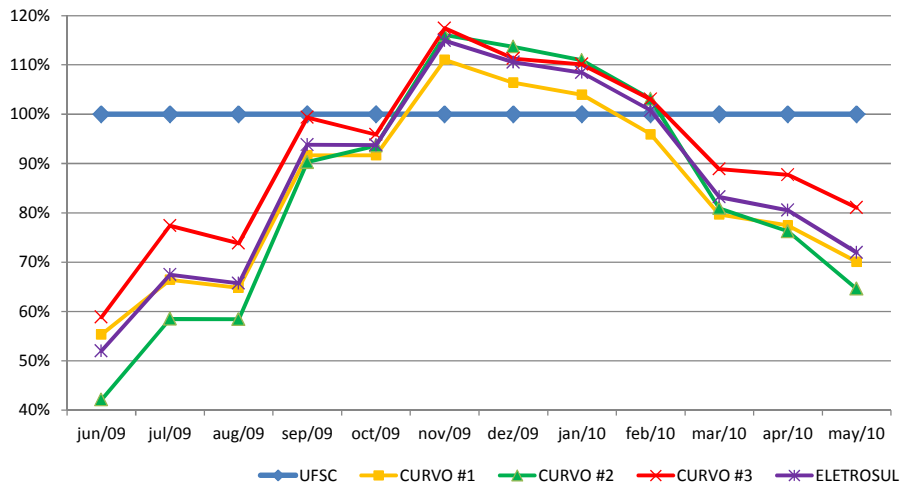


Figura 7- Percentual de geração de energia do Sistema Curvo da Eletrosul em comparação com o Sistema de Referência da UFSC, para o período de Junho de 2009 a Maio de 2010.

Porém, comparando-se mês a mês (Figura 7), o sistema curvo, com inclinação menor (9°) do que a latitude local (27°) apresentou um melhor desempenho nos meses próximos ao solstício de verão (novembro, dezembro, janeiro e fevereiro), superando o desempenho do Sistema de Referência em até 15% no mês de novembro. Devido ao uso de condicionadores de ar, estes são os meses com maiores demandas de energia na Eletrosul (ZOMER, 2010).

Quando se comparam os subsistemas #1 e #2, pode-se perceber que ambos apresentaram um percentual de 85% em relação ao *yield* do Sistema de Referência. Como o subsistema #1 possui metade de seus módulos voltados para o nordeste e a outra metade voltada ao sudoeste, ou seja, dois níveis de irradiação distintos pode-se perceber que o inversor considerou a pior situação para a geração de energia, ou seja, a face sudoeste. Já o subsistema #3, todo voltado ao nordeste, apresentou um rendimento de 93% em relação ao Sistema de Referência. De qualquer forma, estas perdas podem ser consideradas aceitáveis na presente discussão, onde o que se deseja é obter um bom rendimento de um sistema não instalado em condições ideais. Além disso, a pequena diferença (12%) do *yield* anual do Sistema Curvo da Eletrosul em relação ao Sistema de Referência da UFSC demonstra que mesmo utilizando uma inclinação negativa (face sudoeste), o sistema como um todo pode lidar com perdas aceitáveis. Como sugestão, o subsistema #1 poderia ainda ser subdividido em dois outros subsistemas menores, pois assim o sistema completo apresentaria um melhor desempenho, porém esta mudança acarretaria custos e aumentaria a complexidade.

A Figura 7 também demonstra que durante os meses de inverno, o desempenho do Sistema Curvo chega a cair consideravelmente, ficando entre 40 e 60% em relação ao Sistema de Referência. Isto ocorre tanto pelas condições desfavoráveis de inclinação e orientação, mas também devido a sombreamentos parciais que ocorrem nestes meses, como demonstra a Figura 8.

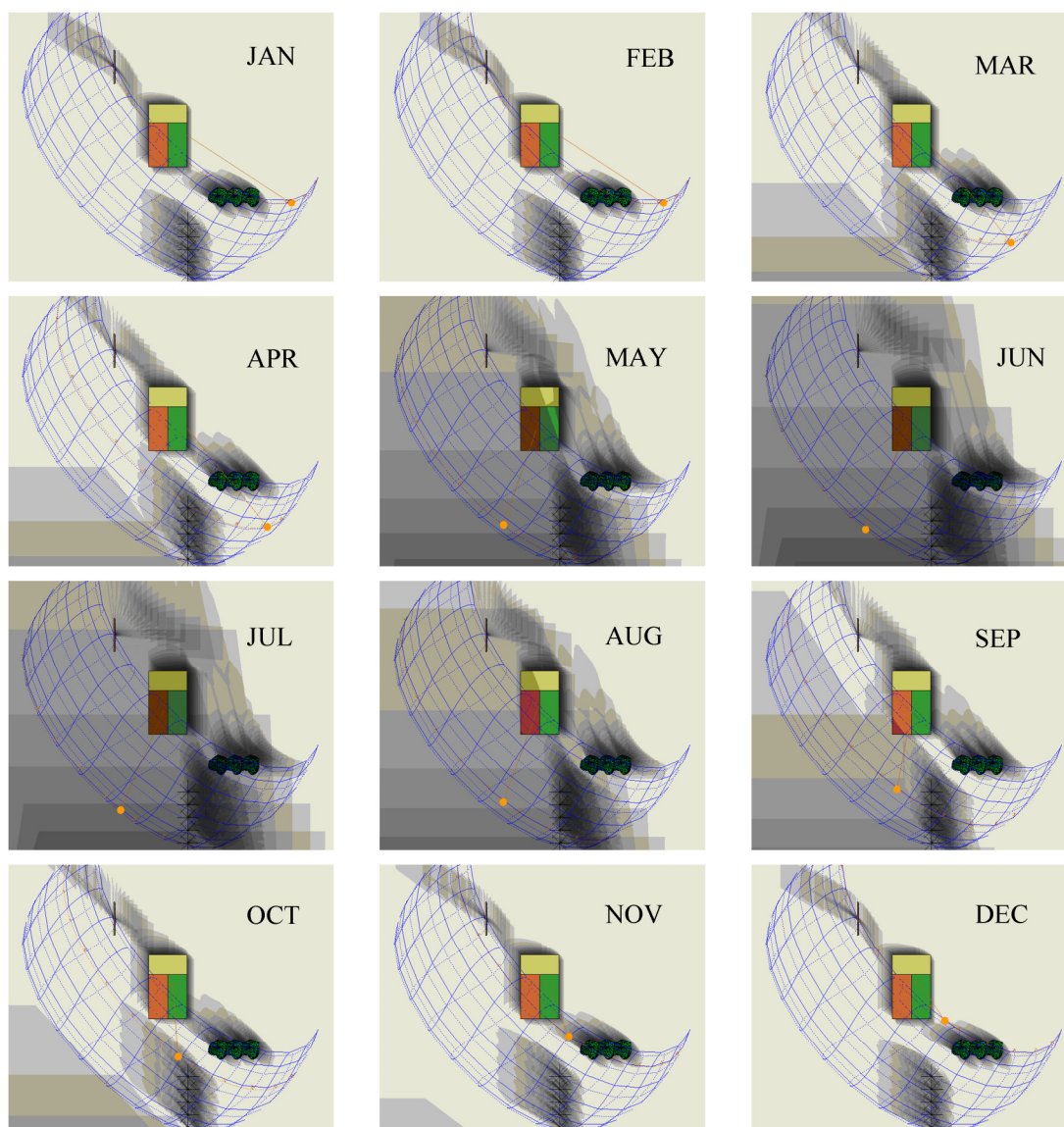


Figura 8 - Estudo de sombreamento horário no Sistema Curvo da Eletrosul, simulado no software Ecotect.

A Figura 8 demonstra a evolução do sombreamento horário, mês a mês, causado pelos obstáculos que compõem o entorno do Sistema Curvo.

Quando avaliadas as imagens de horários sombreados, pode-se perceber que em quase todos os meses, o período das 8h às 9h recebeu sombreamento parcial. Às 18h, todos os meses foram sombreados, sendo que de abril até setembro, a cobertura ficou completamente sombreada neste horário e, nos demais meses, apenas parcialmente. No período vespertino, o sombreamento começou a ocorrer a partir das 15h, sendo que no período das 10h às 14h, não houve nenhum sombreamento na cobertura.

Como já eram esperados, os efeitos de sombreamento são maiores nos meses de inverno, e mais significativas nas primeiras horas da manhã e nas horas finais da tarde. O subsistema mais atingido pelo sombreamento é o #2.

5. CONCLUSÕES

A integração de módulos fotovoltaicos em edificações é uma tendência mundial e, com a redução de custos devido ao crescimento da produção em escala, espera-se que esta forma de geração distribuída e junto ao ponto de consumo seja amplamente utilizada. A adoção de módulos fotovoltaicos como elemento construtivo por arquitetos e projetistas depende do compromisso entre estética e desempenho. Portanto, é importante avaliar em que sentido estes aspectos podem entrar em conflito um com o outro.

O presente artigo demonstrou resultados mensais e anuais de dois sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, sendo um instalado em condições ideais e outro instalado em uma superfície curva, com inclinação e orientação não ideais. O sistema ideal, aqui chamado de Sistema de Referência, apresentou um total de geração anual superior ao do Sistema Curvo, o qual atingiu 88% do desempenho do primeiro. Pode-se concluir que um bom compromisso entre forma e função foi atingido, já que o sistema teve um apelo estético positivo para a integração fotovoltaica na arquitetura e as perdas de geração energética foram consideradas baixas.

Na comparação mensal, o Sistema Curvo obteve uma maior variação de *yield* do que o Sistema de Referência, atingindo picos baixos (40 a 60%) nos meses de inverno e picos altos nos meses de verão (101 a 115%). Nos meses de verão, o *yield* do Sistema Curvo foi, inclusive, superior ao *yield* do Sistema de Referência.

Na integração da tecnologia fotovoltaica à arquitetura, de maneira especial, é interessante associar a geração energética ao perfil de demanda da edificação. Neste sentido, em edificações de baixas latitudes, nas quais o verão é bem definido, a maior demanda energética costuma ocorrer nos meses mais quentes, em virtude do uso de condicionadores de ar. Nesta situação, sistemas fotovoltaicos que maximizassem a geração nos meses de maior necessidade de energia tornam-se mais interessantes economicamente do que sistemas que possuem um desempenho mais uniforme ao longo do ano. Atualmente, existe uma tendência crescente, nas políticas de energia distribuída em todo o mundo, para que os edifícios sejam capazes de produzir ao menos parte da energia que consomem e uma ótima forma de fazer isso é através da tecnologia fotovoltaica.

Com arquitetos e projetistas se familiarizando cada vez mais com a integração da tecnologia fotovoltaica ao envelope das edificações, torna-se cada vez mais necessários os avanços científicos nos estudos em relação à avaliação das perdas de energia associadas à utilização de módulos em situações não consideradas ideais, tanto em relação à inclinação e orientação, quanto em relação a superfícies curvas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGRAWAL, B.; TIWARI, G. N. Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems. *Energy and Buildings*. Issue 9, v.42, p.1472-1481, 2010.
- BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*. Issue 1, v.80, p.32-45, 2006.
- BYRNE, J.; LETENDRE, S.; GOVINDARAJALU, C.; WANG, Y.-D.; NIGRO, R. Evaluating the economics of photovoltaics in a demand-side management role. *Energy Policy*. Issue 2, v.24, p.177-185, 1996.
- CHEL, A.; TIWARI, G. N.; CHANDRA, A. Simplified method of sizing and life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic system. *Energy and Buildings*. Issue 11, v.41, p.1172-1180, 2009.
- CORBIN, C. D.; ZHAI, Z. J. Experimental and numerical investigation on thermal and electrical performance of a building integrated photovoltaic-thermal collector system. *Energy and Buildings*. Issue 1, v.42, p.76-82, 2010.
- DUSONCHET, L.; TELARETTI, E. Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries. *Energy Policy*. Issue 8, v.38, p.4011-4020, 2010.
- FRONDEL, M.; RITTER, N.; SCHMIDT, C. M.; VANCE, C. Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy*. Issue 8, v.38, p.4048-4056, 2010.
- MARANDA, W.; DE MEY, G.; DE VOS, A. Optimization of the master-slave inverter system for grid-connected photovoltaic plants. *Energy Conversion and Management*. Issue 12, v.39, p.1239-1246, 1998.
- MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems: 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition. Lake Buena Vista, Florida, 2005.
- MARTINS, F. R.; RÜTHER, R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. *Energy Policy*. Issue 8, v.36, p.2865-2877, 2008.
- MASINI, A.; FRANKL, P. Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach. *Technological Forecasting and Social Change*. Issue 1, v.70, p.39-65, 2003.
- NEIJ, L. Cost development of future technologies for power generation--A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*. Issue 6, v.36, p.2200-2211, 2008.
- NORTON, B.; EAMES, P. C.; MALLICK, T. K.; HUANG, M. J.; MCCORMACK, S. J.; MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G. Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. *Solar Energy*. v.In Press, Corrected Proof, 2010.
- ORDENES, M.; MARINOSKI, D. L.; BRAUN, P.; RÜTHER, R. The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil. *Energy and Buildings*. Issue 6, v.39, p.629-642, 2007.
- RÜTHER, R. Experiences and operational results of the first grid-connected, building-integrated, thin film photovoltaic installation in Brazil. In: 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998. Anais. Vienna, Austria, 1998.v.p. 2655-2658.
- RÜTHER, R.; BRAUN, P. Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates. *Solar Energy*. Issue 10, v.83, p.1923-1931, 2009.

- RÜTHER, R.; DACOREGIO, M. M. Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Issue 2, v.8, p.257-266, 2000.
- RUTHER, R.; LIVINGSTONE, J. Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. v.36, p.29-43, 1994.
- RÜTHER, R.; TAMIZH-MANI, G.; CUETO, J. D.; ADELSTEIN, J.; MONTENEGRO, A. A.; ROEDERN, B. V. Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performances In: *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 2003*. Anais. Osaka, Japan, 2003.v.p.
- SONG, J.-H.; AN, Y.-S.; KIM, S.-G.; LEE, S.-J.; YOON, J.-H.; CHOUNG, Y.-K. Power output analysis of transparent thin-film module in building integrated photovoltaic system (BIPV). *Energy and Buildings*. Issue 11, v.40, p.2067-2075, 2008.
- SUN, L. L.; YANG, H. X. Impacts of the shading-type building-integrated photovoltaic claddings on electricity generation and cooling load component through shaded windows. *Energy and Buildings*. Issue 4, v.42, p.455-460, 2010.
- VIANA, T.; ZOMER, C.; NASCIMENTO, L.; RÜTHER, R. Centro de Eventos da UFSC: integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura: IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, 2007.
- YANG, C.-J. Reconsidering solar grid parity. *Energy Policy*. Issue 7, v.38, p.3270-3273, 2010.
- ZOMER, C. D. Megawatt Solar: Geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. Estudo de caso: Edifício sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina. (Mestrado). Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. 155 p.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à ELETROSUL pelo acesso ao sistema fotovoltaico integrado à cobertura de um de seus estacionamentos (Sistema Curvo). Rütther agradece a FINEP –Financiadora de Estudos e Projetos, pelo subsídio para pesquisa relacionada ao Sistema de Referência da UFSC. Zomer agradece ao CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pelo suporte financeiro.