

IMPACTO DO SOMBREAMENTO EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Roberto Silva Simplicio – roberto.simplicio@lsitec.org.br

Rafael Herrero Alonso – rherrero@lsi.usp.br

Sergio Shimura – sshimura@lsi.usp.br

Cesar Biasi de Moura – cbmoura@lsi.usp.br

Marcelo Knörich Zuffo – mkzuffo@lsi.usp.br

Universidade de São Paulo, Laboratório de Sistemas Integráveis do Departamento de Sistemas Eletrônicos da Escola Politécnica

Resumo. Este trabalho descreve a metodologia utilizada para a escolha da melhor configuração de módulos fotovoltaicos em uma instalação urbana. Essa escolha foi feita, principalmente, levando em conta o sombreamento causado por obstáculos no entorno da edificação, um cenário bastante comum em geração distribuída. Será instalado, aproximadamente, 10 kWp na laje da lanchonete localizada no Parque Villa Lobos, na cidade de São Paulo. O software utilizado para quantificar as perdas devido ao sombreamento foi o PVSyst V6.38, no qual foi possível verificar que a escolha da configuração dos módulos numa instalação impacta diretamente na produtividade do arranjo. Diversas propostas de posicionamento dos módulos foram analisadas e as três configurações que tiveram os melhores desempenhos foram estudadas minuciosamente. Posteriormente, o cálculo do retorno do investimento para essas configurações demonstrou que um sistema fotovoltaico instalado em ambiente urbano pode ser pago em 10 anos, mesmo com a presença de diversos obstáculos como construções vizinhas, árvores e chaminés.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Sombreamento, Geração Distribuída

1. INTRODUÇÃO

A integração da energia solar fotovoltaica em edificações tem a vantagem de reduzir as perdas por transmissão e distribuição (T&D) da energia elétrica, uma vez que o ponto de consumo está próximo à geração (geração distribuída). Em países de dimensões continentais, como o Brasil, a redução das perdas em T&D pode ter impacto significativo na matriz energética nacional. Adicionalmente, quase todo o território nacional recebe mais de 2200 horas de insolação anual, gerando um potencial de 15 trilhões de MWh (Rodrigues e Matajs, 2005), equivalente à 28 mil vezes o consumo nacional de eletricidade do ano de 2014 (531,1 TWh) (EPE, 2015). Dessa forma, a geração de energia solar fotovoltaica pode trazer uma nova alternativa à matriz elétrica nacional que, atualmente, possui grande dependência da geração hidráulica, conforme ilustra a Fig. 1.

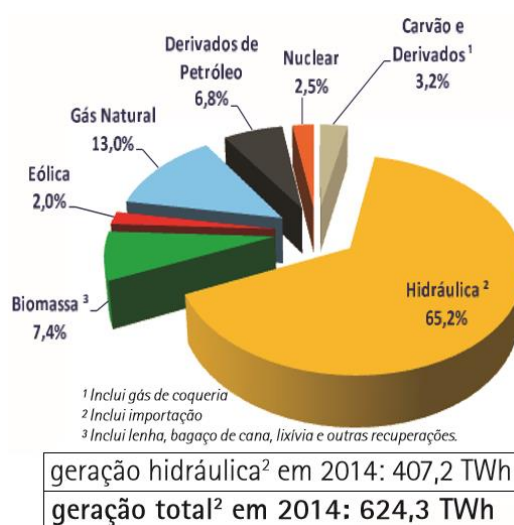


Figura 1 - Composição da matriz elétrica brasileira em 2014 (EPE, 2015)

Com o objetivo de quantificar o potencial real que o Brasil pode ter de geração fotovoltaica distribuída, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou um estudo considerando a área disponível em telhados de edificações no território nacional, estimando um potencial de 287 TWh por ano, o que corresponde a aproximadamente 32 GW de

potência instalada, mais de 2 vezes o consumo elétrico residencial de 2013 (EPE, 2014). A geração fotovoltaica distribuída ganhou mais destaque após a chamada N°13/2011 da ANEEL, cuja proposta é definir os arranjos técnicos e comerciais para a inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, o que levará à instalação de 24,5 MWp em todo o Brasil (ANEEL, 2011). Com o “Villa Lobos Solar”, aproximadamente 547 kWp serão instalados no parque, divididos em um estacionamento solar de 446 kWp, 53 kWp de seguidores solares e 48 kWp em microgerações distribuídas, além de uma estação solarimétrica com precisão *First Class* instalada no prédio da Engenharia Elétrica na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

A Resolução Normativa N°482/2012 da ANEEL também contribui para o crescimento da geração fotovoltaica distribuída, pois estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, definindo as regras do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

Diante deste cenário, este artigo tem o objetivo de quantificar o impacto que o sombreamento pode causar em uma das microgerações que será instalada na lanchonete do parque. Este impacto influencia, principalmente, na produção de energia e na escolha da configuração dos módulos fotovoltaicos. O estudo do sombreamento se mostra interessante para que seja possível estimar o potencial real de uma instalação em ambiente urbano, onde o sistema estará frequentemente sujeito ao sombreamento de edificações vizinhas, da vegetação, de chaminés, de claraboias, dentre outros objetos.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem ter duas configurações: a primeira seria integrá-lo às edificações (telhado ou fachada), ou seja, geração próxima ao ponto de consumo (geração distribuída). Já a segunda, seria produzir energia de forma centralizada, necessitando de investimentos em T&D. Como vantagem da geração distribuída, podemos destacar a eliminação das perdas por T&D, a não necessidade de grandes áreas, podendo ser instalada em ambiente urbano, não necessidade de infraestrutura adicional e os módulos fotovoltaicos poderem ser considerados como material de revestimento arquitetônico inovador para a edificação (Rüther, 2004).

2.2 Principais perdas de sistemas fotovoltaicos

Embora o foco deste estudo seja analisar perdas por sombreamento em uma microgeração, é importante destacar que existem outros tipos de perdas: ópticas, da natureza do módulo e perdas elétricas.

As perdas ópticas ocorrem devido ao sombreamento total ou parcial dos módulos, à posição do módulo em relação à do sol, à sujidade e à reflexão, absorção e espalhamento dos raios solares antes de atingirem a superfície do módulo (DGS, 2007).

O tipo de módulo fotovoltaico, bem como a qualidade de sua fabricação, irá impactar diretamente na resposta do módulo quanto à temperatura ambiente e ao nível de irradiação solar. Dessa forma, um sistema fotovoltaico (SF) está sujeito a perdas inerentes à natureza do módulo. Além das citadas anteriormente, destacam-se as perdas elétricas (efeito Joule) das células que compõem o módulo e perdas por descasamento entre módulos, devido à não uniformidade do processo de fabricação (Luque e Hegedus, 2011).

Já as perdas de natureza elétrica são as perdas por efeito Joule do cabeamento CC e CA, as perdas do inversor, do transformador, além de perdas devido ao desligamento programado ou inesperado do sistema. A Tab. 1 indica os principais fatores de perdas de um sistema fotovoltaico.

Tabela 1 – Fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos (IEA, 2014)

	Típico	Mínimo	Máximo
Tolerância da potência nominal do módulo	0,95	0,88	0,96
Inversor e transformador	0,92	0,88	0,96
Descasamento	0,98	0,97	0,99
Diodos e conectores	0,995	0,99	0,997
Cabos	0,98	0,97	0,99
Sujidade	0,95	0,30	0,995
Disponibilidade do sistema	0,98	0,00	0,995
Sombreamento	0,95	0,00	1,00

2.3 Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos

Em SF instalados em ambiente urbano, é comum que a instalação venha sofrer algum sombreamento devido à presença de obstáculos nos arredores da instalação. O impacto que o sombreamento pode causar irá depender do tipo do módulo fotovoltaico, da configuração dos diodos de *bypass*, da configuração da *string*, da natureza da sombra, dentre outros fatores. No caso do sombreamento parcial do módulo, a perda de produção poderá ser proporcionalmente maior do que a área sombreada e, além da perda de energia por conta do sombreamento, ocorrerá perda por descasamento de

corrente elétrica entre módulos de uma mesma *string* e perda por descasamento de tensão elétrica em *strings* paralelos dentro de um mesmo arranjo (DGS, 2007).

Para minimizar o impacto da sombra na produção de energia em um sistema fotovoltaico, os módulos possuem diodos de *bypass*, que ao serem polarizados, desviam a corrente elétrica daquela *substring*. O diodo de *bypass* funciona da seguinte forma: se uma célula é sombreada, sua corrente elétrica é reduzida, para que a corrente da célula seja compatível com a corrente da *substring*, tal célula deverá ser reversamente polarizada (atuando como uma carga). Se a tensão total da *substring* for menor que zero, o diodo de *bypass* irá polarizar, fazendo com que a célula opere próxima da tensão V_{rev} , conforme ilustra a Fig. 2(a). A curva corrente versus tensão de um arranjo fotovoltaico será o resultado das curvas individuais de cada *substring* e da configuração série-paralela dos *strings*, sendo que o ponto de operação do arranjo irá depender do algoritmo MPPT do inversor. A Fig. 2(b) ilustra dois pontos de operação de um conjunto de módulos fotovoltaicos. Caso o arranjo opere no ponto [A], ponto de máxima potência global, os diodos de *bypass* estarão polarizados. Já no ponto [B], os diodos não estão polarizados (Deline, 2010).

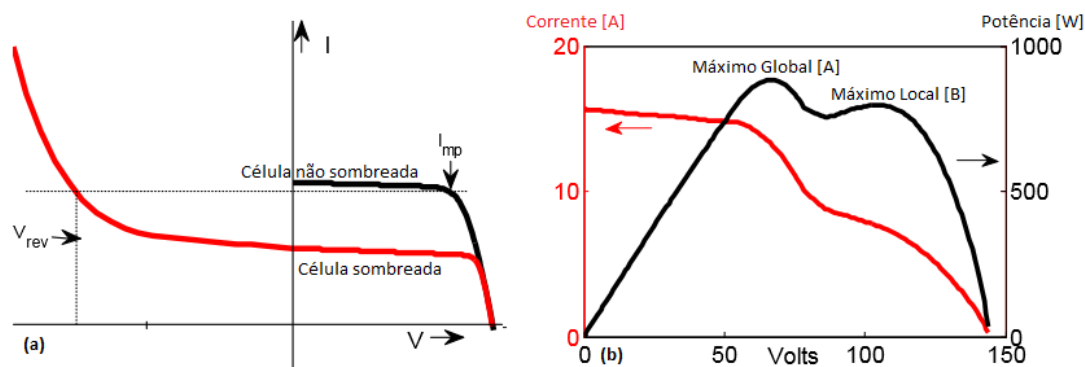


Figura 2 – Curva corrente versus tensão para uma célula parcialmente sombreada (a); Curva corrente versus tensão e potência versus tensão para uma célula parcialmente sombreada (b) (Deline, 2010)

O efeito do sombreamento em microgerações instaladas em ambiente urbano é um tema continuamente estudado. Foram encontrados diversos trabalhos que buscam levantar as principais características que um determinado local deve ter para que seja viável uma instalação fotovoltaica. Uma estimativa da área de telhado disponível para instalação de módulos fotovoltaicos foi quantificada, podendo ser escalonada para grandes regiões, como cidades, países e até continentes (Izquierdo, Rodrigues e Fueyo, 2008). Uma comparação com diferentes tecnologias de módulo fotovoltaico e seu impacto na escolha do local de instalação, levando em conta a área disponível, o perfil de irradiação solar local, o consumo de energia elétrica, dentre outros fatores foram avaliados, demonstrando as vantagens estratégicas de instalar geradores fotovoltaicos em ambiente urbano (Jardim, Ruther, *et al.*, 2008). Uma metodologia para a estimativa do potencial de geração fotovoltaica em edifícios na Grécia foi realizada (Loulas, Kateris, *et al.*, 2012). As sombras parciais em sistemas com diferentes configurações também são constantemente temas de estudo. O efeito que a vegetação e obstáculos podem causar em sistemas com inversor central, inversor distribuído e inversor que é acoplado diretamente no módulo fotovoltaico foram examinados (Woyte, Nijs e Belmans, 2003).

2.4 Índices de desempenho de um sistema fotovoltaico

Para mensurar o rendimento de SF, alguns índices foram estabelecidos. Estes são utilizados com o objetivo de comparar sistemas entre si, além de avaliar o desempenho individual de cada sistema. Nesta seção será apresentada uma breve descrição dos índices utilizados neste artigo. Estes índices podem ser definidos em horas, dias, meses ou anos.

Produtividade Final – Y_f . Razão da energia injetada na rede elétrica E_{GRID} pela potência nominal do sistema P_0 , representando o número de horas que o sistema precisaria funcionar na potência nominal para fornecer uma quantidade E_{GRID} de energia para a rede. O Y_f pode ser dado em horas ou em kWh/kWp. Como este parâmetro é normalizado pela potência do sistema, ele pode ser utilizado para comparar sistemas de diferentes tamanhos (NREL, 2005).

Produtividade de Referência – Y_r . O Y_r é numericamente igual à energia incidente no plano dos módulos, expressa em kWh/m². Pode ser entendido como o recurso solar disponível naquele local, com os módulos na orientação definida, representando o número de horas que o sistema funciona sob a irradiação de referência (NREL, 2005).

Desempenho Global – PR. Trata-se a razão do Y_f pelo Y_r , sendo um número adimensional e quantifica a eficiência do sistema como um todo, contabilizando todas as perdas do sistema (NREL, 2005).

Produtividade do Arranjo – Y_a . Similar ao Y_f , porém utiliza apenas a produção de energia do arranjo fotovoltaico, ou seja, definido pela razão da energia produzida na saída os arranjos E_{DC} pela potência nominal do sistema P_0 . O Y_a pode ser dado em horas ou em kWh/kWp.

Perdas no Coletor – L_c . Este parâmetro será utilizado para identificar os sistemas com maior aproveitamento da energia incidente recebida. É calculado pela diferença do Y_r pelo Y_a . Pode ser dado em horas ou em kWh/kWp. Inclui todas as perdas do sistema desde a captação da irradiação incidente até a entrada do inversor, ou seja, o L_c contabiliza perdas de natureza óptica, térmica e elétrica no lado CC do sistema.

3. ESTUDO DO SOMBREAMENTO

3.1 Metodologia

Com o objetivo de quantificar o impacto de sombreamento causado pelos obstáculos adjacentes ao prédio, foi realizada uma visita ao local da instalação, onde a distância e as dimensões dos obstáculos foram medidas utilizando uma trena métrica, registros fotográficos e um objeto de referência. Com essas informações, construiu-se o modelo 3D da edificação utilizando o *PVSyst V6.38* e foi feita uma simulação para 1 ano completo de produção de energia e, devido à ausência de dados locais, foi utilizada a base de dados meteorológicos *Meteonorm 7.1*. O posicionamento, a quantidade de módulos, o ângulo de elevação e de azimute e a distância entre cada fileira de módulos fotovoltaicos foram as variáveis de entrada da simulação. Dentre as diversas combinações de variáveis possíveis, foram escolhidas doze configurações com menor impacto de sombreamento para análise, e, as três com o menor L_c foram analisadas em detalhes. Posteriormente, um arranjo série paralelo que minimiza as perdas por sombreamento foi proposto com o objetivo de diminuir o descasamento elétrico, dessa forma, identificaram-se as regiões afetadas pela sombra dentro de determinadas faixas de horário, posicionando cada *string* dentro dessas regiões com o mesmo padrão de sombreamento para um determinado horário.

3.2 Apresentação do projeto

Os módulos serão instalados na laje do prédio cujas coordenadas são: 23,55° S; 46,38° O, e possui uma área útil de 120 m², onde a configuração dos *strings* deverá ser escolhida de maneira que o sombreamento seja mínimo. O módulo fotovoltaico utilizado foi o SuryaVolt Série D SV-245D20 da DYA Energia Solar de 245 Wp de potência. Este módulo é composto por 60 células de silício policristalino com eficiência de 15,2 %. Os elementos que podem causar sombreamento nos módulos foram modelados, conforme ilustrado na Fig. 3. Em vermelho é destacada a área disponível para instalação.

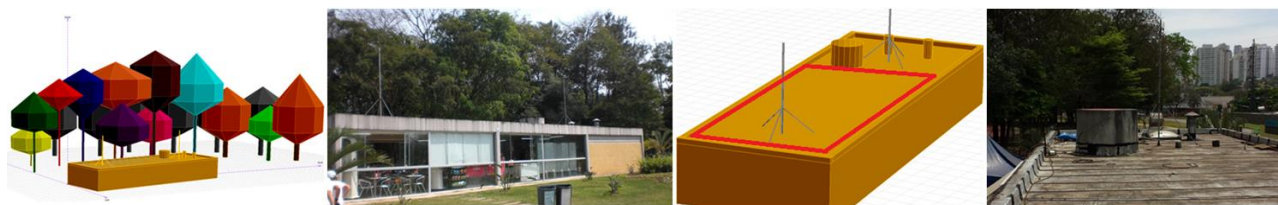


Figura 3 – Modelo 3D criado a partir de fotografias da lanchonete

3.3 Perfil da irradiação na instalação

O perfil de irradiação global ao longo do ano foi analisado e constatou-se que das 8 às 16 horas, aproximadamente 90% da irradiação global atinge a superfície do prédio. A Fig. 4(a) ilustra a distribuição da irradiação global e a Fig. 4(b) ilustra a distribuição da irradiação global ao longo dos meses.

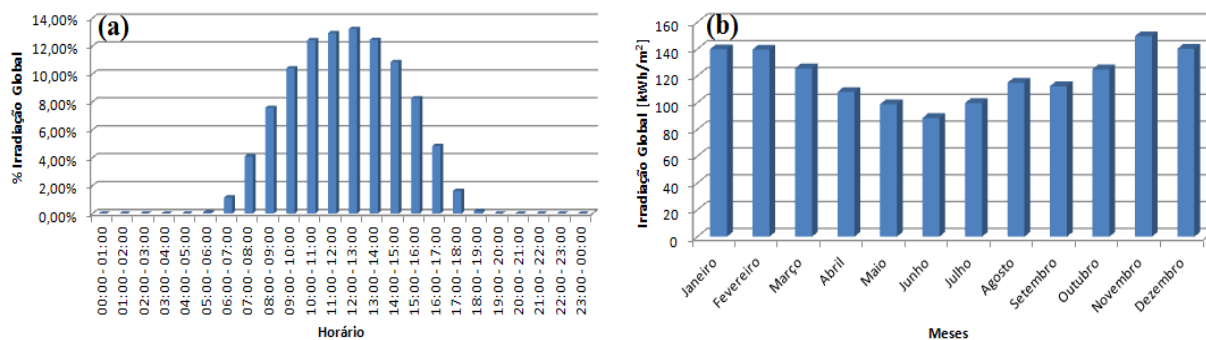


Figura 4 – Fração da irradiação global ao longo do dia (a); Irradiação global ao longo do ano (b)

A Fig. 5 ilustra o diagrama solar e as curvas *iso-shading* para a área destacada em vermelho na Fig. 3. Através desta curva, foi possível identificar o período de maior impacto de sombreamento por obstáculos externos, sendo observado menor impacto no período da manhã (*iso-shading* de 1%), com sombras somente nos meses de junho e julho, antes das 8h15. Já no período da tarde, a partir das 14 horas, ocorre sombreamento em praticamente o ano todo.

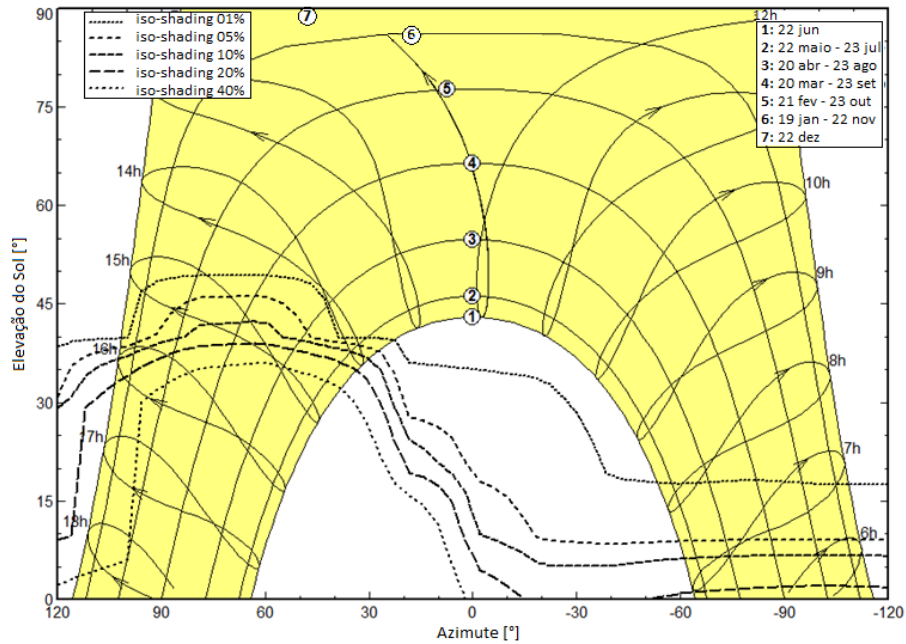


Figura 5 – Diagrama solar e linhas *iso-shading* para o local de instalação

A análise das Fig. 4 e da Fig. 5 permitiu inferir que o sombreamento que ocorre a tarde, das 14h às 16 horas, pode provocar perda de até 19% da irradiação global que atinge o prédio. Por esta razão, a escolha do posicionamento dos módulos será feita de maneira a minimizar o sombreamento dentro deste horário durante os meses de outubro a março, pois representam os meses em que se concentram os maiores índices de irradiação global, conforme Fig. 4(b).

3.4 Propostas de configurações dos módulos fotovoltaicos

Diversas configurações de módulos fotovoltaicos foram propostas. Para cada uma das configurações, variou-se o ângulo de inclinação dos módulos de 10° até 30° e uma simulação para o período de 1 ano foi realizada com o objetivo de avaliar a configuração e a inclinação que resulte no maior aproveitamento da irradiação solar, parâmetro mensurado pelo L_c .

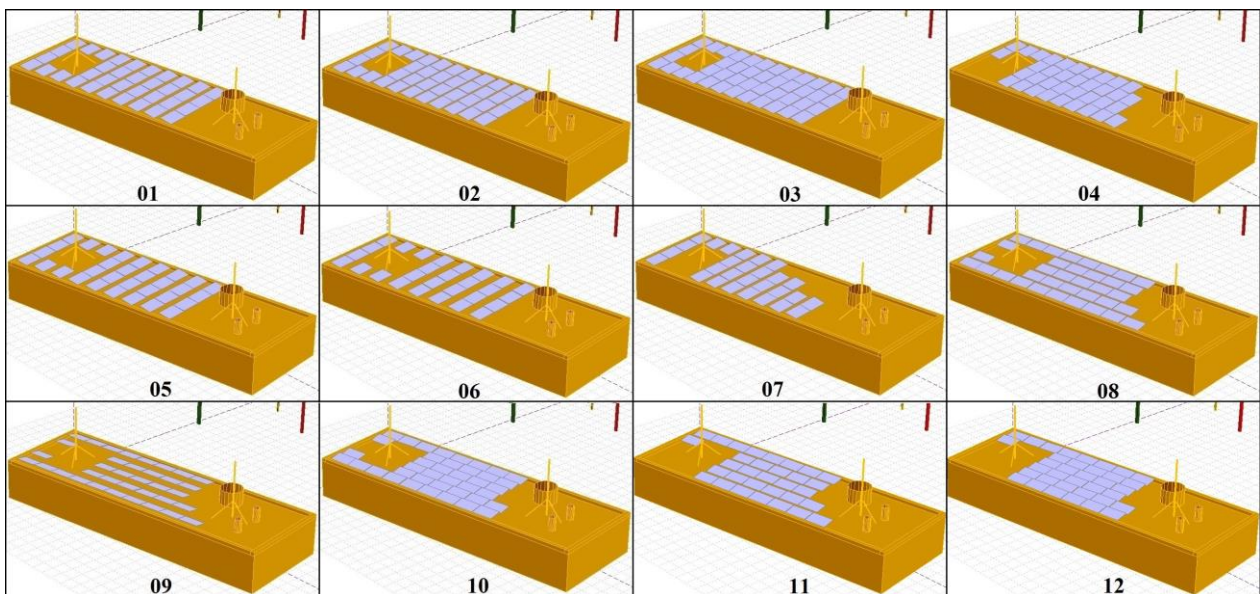


Figura 6 – Propostas de configurações de módulos para o prédio da lanchonete

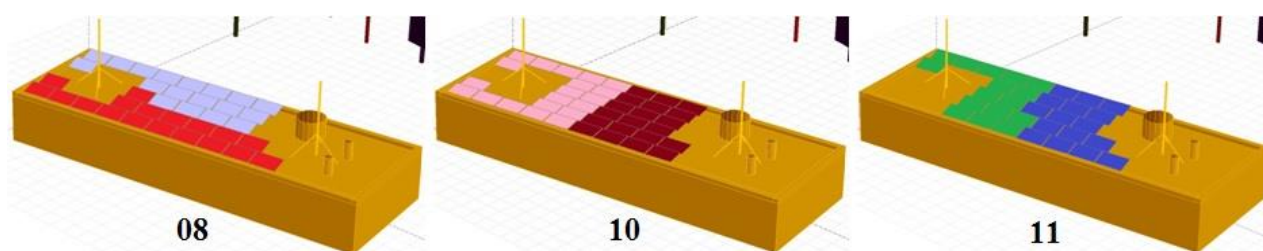
As configurações que foram avaliadas estão ilustradas na Fig. 6 e o resultado da simulação é mostrado na Tab. 2. As configurações 08, 10 e 11 apresentam os menores valores de L_c . Devido ao desvio azimutal do prédio e ao sombreamento mútuo entre fileiras, o ângulo ótimo de elevação não é próximo ao valor da latitude da região (23°), mas sim de um valor que minimize principalmente as perdas por sombreamento mútuo entre fileiras. O ângulo azimutal das melhores configurações é de 81° , ou seja, módulos apontados praticamente para o leste. Isso ocorre devido ao formato retangular do prédio, que ao direcionar as fileiras para o leste, reduz o número de fileiras, diminuindo as perdas por sombreamento mútuo. Portanto, neste cenário, direcionar os módulos para o leste resulta em maior aproveitamento da irradiação solar. O maior valor do PR para as configurações 08, 10 e 11 confirma seu maior desempenho.

Tabela 2 – Características das configurações simuladas

Configuração	Número de módulos	Potência total (kW)	Distância entre fileiras (m)	Ângulo de elevação para L_c mínimo	Ângulo azimutal	L_c (kWh/kWp)	PR
01	36	8,82	1,50	10°	-9°	1,132	0,7054
02	40	9,80	1,35	10°	-9°	1,136	0,7050
03	44	10,78	1,25	10°	-9°	1,149	0,7024
04	36	8,82	1,25	10°	-9°	1,141	0,7032
05	32	7,84	1,70	10°	-9°	1,129	0,7052
06	28	6,86	1,90	10°	-9°	1,122	0,7055
07	28	6,86	1,50	10°	-9°	1,106	0,7094
08	36	8,82	1,45	18°	81°	0,9213	0,7440
09	36	8,82	1,45	10°	-99°	1,137	0,6891
10	40	9,80	1,15	10°	81°	0,9976	0,7284
11	32	7,84	1,45	18°	81°	0,9311	0,7406
12	36	8,82	1,15	10°	81°	1,010	0,7245

3.5 Definição do arranjo fotovoltaico

Com a definição das regiões sombreadas, dos horários de interesse e das três melhores configurações foi proposto um arranjo série paralelo para cada configuração e uma nova rodada de simulações foram realizadas. As simulações demonstraram que as três configurações tiveram melhor desempenho quando divididas em dois *strings*, ambos conectados a 1 inversor. O inversor utilizado em todas as simulações foi o Ingecon Sun 5 TL M da Ingeteam, de 5 kW. Dividir o sistema em mais strings facilitaria contornar o problema do sombreamento, porém, na prática, aumentaria o custo do sistema, inviabilizando-o. A Fig. 7 ilustra a disposição dos *strings* para cada configuração.

Figura 7 – Disposição dos *strings* para cada configuração

3.6 Resultados

Para as três configurações vencedoras, os principais resultados das simulações foram apresentados. A Tab.3 mostra o percentual perdido em cada configuração devido ao sombreamento. Na primeira linha nota-se a perda devido à ausência de irradiação nos módulos. Já na linha seguinte, é apresentado o percentual de perdas devido ao descasamento elétrico causado pelo sombreamento, indicando o melhor desempenho das configurações 08 e 11.

Tabela 3 – Perdas em cada configuração devido ao sombreamento

	Configuração 08	Configuração 10	Configuração 11
Ausência de irradiação	5,5%	7,4%	5,8%
Descasamento elétrico	3,2%	4,8%	3,3%

A Tab. 4 apresenta alguns parâmetros de produtividade para as configurações analisadas. A produtividade final e as perdas no coletor, Y_f e L_c , respectivamente, indicam que a configuração que melhor aproveita a irradiação incidente nos módulos é a configuração 08, que mesmo não sendo a que produz mais energia elétrica, é a que entrega mais energia por kWp instalado. Dessa forma, a configuração 08 é a que possui maior PR mesmo com o Y_r sendo um dos menores dentre as doze configurações propostas inicialmente.

Tabela 4 – Parâmetros de produtividade para cada configuração

	Configuração 08	Configuração 10	Configuração 11
Y_r [kWh/m ²]	3,91	3,95	3,91
L_c [kWh/kWp]	1,009	1,130	1,022
Y_a [kWh/kWp]	2,90	2,82	2,89
Y_f [kWh/kWp]	2,82	2,75	2,80
PR [%]	72,2	69,5	71,8
E_{GRID} [MWh]	9,083	9,829	8,024

Foi realizada uma análise econômica e, considerando o valor de 0,65 R\$/kWh em agosto de 2015 para a AES Eletropaulo, incluindo os impostos, é possível calcular a economia na conta de luz durante os primeiros 25 anos em que o sistema estiver em operação. A Tab.5 apresenta o cálculo considerando uma perda de produção linear do sistema, de maneira que em 25 anos os módulos ainda irão gerar cerca de 80% de sua potência nominal, de acordo com os dados do *datasheet* do módulo fotovoltaico. A Empresa de Pesquisa Energética estimou em R\$ 6.300,00 o custo do kWp instalado para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte para o ano de 2015 (EPE, 2014b). Com isso, foi possível calcular quanto seria necessário investir para as três configurações analisadas. Com a produção da energia em 25 anos de operação e a tarifa do kWh calculou-se a economia na conta de luz durante a vida útil do sistema, considerando que a tarifa permaneça inalterada durante os 25 anos. Os resultados simplificados desta análise podem ser verificados na Tab. 5, indicando que o tempo de retorno para cada configuração é de aproximadamente 10 anos, e, ao longo dos 25 anos de funcionamento do sistema, mais de R\$ 115.000,00 reais seria economizado com a conta de luz.

Tabela 5 – Tempo de retorno do investimento para cada configuração

Configuração	Investimento inicial	Produção de energia em 25 anos	Economia na conta de luz em 25 anos	Saldo após 25 anos	Tempo de retorno
08	R\$ 55.566,00	204,46 MWh	R\$ 132.897,91	R\$ 77.331,91	10 anos
10	R\$ 61.740,00	221,25 MWh	R\$ 143.813,01	R\$ 82.073,01	11 anos
11	R\$ 49.392,00	180,62 MWh	R\$ 117.403,16	R\$ 68.073,01	10 anos

4. CONCLUSÃO

O estudo de sombreamento para microgerações em ambiente urbano é bastante atrativo devido à sua importância no contexto atual da matriz energética nacional. Os resultados obtidos mostram que o impacto causado pelo sombreamento em uma instalação não pode ser ignorado, uma vez que a orientação ótima nas configurações vencedoras não foi a convencional, como apontar os módulos para o norte com inclinação próxima à latitude da região.

Apesar das limitações da metodologia deste artigo e da análise econômica simplificada, todos os sistemas analisados tiveram seus investimentos pagos antes do fim de sua vida útil, o que mostra a viabilidade de sistemas fotovoltaicos para aplicações residenciais de pequeno porte, demonstrando que esta tecnologia tem grande potencial de disseminação no Brasil.

As perdas da irradiação incidente devido ao sombreamento acabam sendo um dos principais causadores da redução do PR, sendo que 5,5% da irradiação não chegam nem a atingir os módulos fotovoltaicos por causa das áreas sombreadas. A irradiação que atinge os módulos ainda sofre perdas devido ao descasamento elétrico. Perdas ôhmicas e perdas devido à temperatura elevada na laje também são responsáveis pela redução do PR. As diferentes configurações propostas neste estudo mostraram que uma das principais razões para as perdas pelo efeito da sombra é a distância entre fileiras (sombreamento mútuo), indicando uma atenção especial durante o projeto da instalação.

A estação solarimétrica do Projeto Villa Lobos já está em operação. No entanto, os dados medidos ainda não estão sendo coletados. Dessa forma, optou-se por utilizar a base de dados *Meteororm* para este estudo por ser totalmente compatível com o *software PVSyst*. Com a conclusão do projeto, será possível confrontar os dados reais, com os simulados e calculados neste estudo e, caso seja necessário, reavaliar a metodologia proposta para a análise do efeito do sombreamento.

Agradecimentos

Este trabalho foi possível graças ao suporte da Companhia Energética de São Paulo (CESP), ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e ao Laboratório de Sistemas Integráveis Tecnológico (LSI-TEC).

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2011. CHAMADA N°13/2011 Projeto estratégico: "arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira". Brasília: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL, 2012. RESOLUÇÃO NORMATIVA N°482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. [S.l.]: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Deline, C, 2010. Characterizing shading losses on partially shaded pv systems. Albuquerque: NREL - National Renewable Energy Laboratory.
- DGS, 2007. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers. London: DGS - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie.
- EPE, 2015. Balança Energético Nacional 2015 - Ano Base 2014. Brasília: EPE - Empresa de Pesquisa Energética MME - Ministério de Minas e Energia. 155 p.
- EPE, 2014. NOTA TÉCNICA DEA 19/14 - Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil - condicionantes e impactos. Rio de Janeiro: EPE - Empresa de Pesquisa Energética.
- IEA, 2014. Analytical monitoring of grid-connected photovoltaic systems - good practices for monitoring and performance analysis - report IEA-PVPS T13-03: 2014. [S.l.]: IEA - International Energy Agency.
- Izquierdo, S.; Rodrigues, M.; Fueyo, N, 2008. A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. Solar Energy 82. pp. 929-939.
- Jardim, C. D. S. et al, 2008. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. Energy and Building 40. pp. 365-370.
- Loulas, N. M. et al, 2012. Photovoltaics in urban environment: A case study for typical apartment buildings in Greece. Renewable Energy 48. pp. 453-463.
- Luque, A.; Hegedus, S, 2011. Handbook of photovoltaic science and engineering. Second Edition. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons.
- NREL, 2005. Performance parameters for grid-connected pv systems. National Renewable Energy Laboratory. Lake Buena Vista, pp. 9. (NREL/CP-520-37358).
- Rodrigues, D.; Matajs, R, 2005. Um banho de sol para o Brasil. São Lorenço da Serra: Instituto Vitae Civilis.
- Rüther, R, 2004. EDIFÍCIOS SOLARES FOTOVOLTAICOS. Florianópolis: LABSOLAR - Laboratório de Energia Solar - Universidade Federal de Santa Catarina.
- Woyte, A.; Nijs, J.; Belmans, R, 2003. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. Solar Energy 74, pp. 217-233.

SHADING IMPACT ON GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Abstract. *This paper describes the methodology for choosing the best configuration of photovoltaic modules in an urban environment. This choice was made taking into account the shading caused by obstacles in the proximity of the plant, a common scenario in distributed generation. Will be installed nearly 10 kWp on a flat roof of the snack bar in Villa Lobos Park in Sao Paulo. To quantify the losses of the system due to shading effect it was used PVSyst V6.38 software, which made possible to verify that the modules layout choice in the plant impacts on the array yield. Several proposals for module layouts were analyzed and the top three configurations were chosen to make further study. Subsequently the calculation of the return on investment for these layouts showed a 10 years payback time, even surrounded by obstacles such as neighboring buildings, trees and chimneys.*

Key words: *Photovoltaic Energy, Shading, Distributed Generation*