ANÁLISE DO SOMBREAMENTO PARCIAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO URBANO

Ellen David Chepp – ellen.chepp@gmail.com
Fabiano Perin Gasparin – gasparin.fabiano@gmail.com
Arno Krenzinger – arno.krenzinger@ufrgs.br
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, PPGE3M, Laboratório de Energia Solar.

Resumo. *Sistemas fotovoltaicos (FV) urbanos possuem, geralmente, muitos elementos no entorno, como construções vizinhas e vegetação, que podem causar sombreamento parcial na instalação FV. Em geral, não são estudados detalhadamente os efeitos desse tipo de sombreamento. Nesse contexto, o objetivo deste trabalho foi realizar uma análise detalhada dos efeitos do sombreamento parcial em um sistema FV instalado em Porto Alegre. Foram analisadas a potência e a tensão do sistema FV ao longo de um dia, utilizando fotos das sombras tiradas no local e a previsão de sombras de um modelo do SketchUp. Também foram simuladas curvas I-V utilizando dados de radiação solar e temperatura medidos. Foram analisadas as tensões individuais dos módulos FV ao longo de outro dia. Ao longo de um dia, foram verificadas reduções de potência durante a tarde (período do dia com sombreamento), que foram relacionadas a aumentos de tensão dos módulos. Assim que a sombra atingia um submódulo, o ponto de potência máxima (PPM) se deslocava para uma tensão menor, e o seguidor do ponto de potência máxima (SPPM) do inversor aumentava a tensão até um máximo e depois reduzia para tentar encontrar esse novo ponto. Após as 15h, a tensão do PPM ficou fora da faixa de operação do SPPM, e o sistema não era mais polarizado no PPM. A análise das tensões individuais confirmou esse comportamento. Cada vez que um submódulo era sombreado, a tensão de todos aumentava e depois reduzia. Então o submódulo sombreado era inversamente polarizado, de maneira que o diodo de desvio passava a conduzir corrente elétrica. As perdas por sombreamento poderiam ser reduzidas com o uso de um inversor com operação em tensões menores ou micro inversores neste caso estudado. Os efeitos de sombreamento abordados detalhadamente podem contribuir para um melhor entendimento do comportamento de outros casos de sombreamento parcial.*

Palavras-chave: *Geração Distribuída, Fotovoltaica, Sombreamento.*

1. INTRODUÇÃO

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021b), a matriz elétrica brasileira é composta principalmente por fontes renováveis de energia, que são responsáveis por cerca de 82,76% da matriz elétrica. Desse percentual da matriz fazem parte as fontes: hídrica, solar, eólica, undi-elétrica e biomassa. A energia solar fotovoltaica (FV) corresponde a 2,48% (4,5 GW de potência fiscalizada em novembro de 2021) da matriz elétrica nacional. Em relação à geração distribuída (GD) no Brasil, a geração FV tem apresentado maior contribuição. A quantidade total de instalações de GD no país é de 655.434 com potência total de 7,5 GW até início de novembro de 2021 (ANEEL, 2021a). As usinas FV são responsáveis por 7,4 GW, que representa cerca de 98% da potência instalada.

As instalações FV em GD muitas vezes estão localizadas em ambientes urbanos. O entorno de instalações desse tipo é geralmente complexo devido à presença de diversos elementos, tais como construções vizinhas, vegetação, elementos construtivos da própria edificação na qual o sistema FV está instalado (chaminé, por exemplo) e outras fileiras de módulos FV. Esses elementos podem causar o sombreamento parcial do sistema FV, além de reduzir a radiação solar difusa que incide sobre os módulos (Trzmiel *et al*., 2020). A estimativa da produção elétrica de sistemas FV sombreados ou com muitos elementos no entorno nem sempre é uma tarefa simples, pois deve levar em conta diversos fatores (Chepp *et al*., 2021; Trzmiel *et al*., 2020). Alguns desses fatores que influenciam as perdas por sombreamento são a área sombreada, a fração de radiação solar bloqueada, o padrão de sombreamento, o tipo de conexão (série ou paralelo) dos módulos FV e o tipo de inversor utilizado (inversor central, *string* ou micro inversor) (Dolara *et al*., 2013; Zheng *et al*., 2014). A estimativa de alguns desses fatores depende de uma modelagem do sistema FV e previsão das sombras.

O inversor é o equipamento responsável pela conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos módulos FV em corrente alternada (CA) e por realizar a sincronização com a rede elétrica. O inversor também realiza o seguimento do ponto de potência máxima (SPPM) da curva *I-V* e polariza o sistema FV na tensão correspondente ao ponto de potência máxima (PPM) dessa curva. Quando uma série de módulos FV é parcialmente sombreada, a curva *P-V* pode apresentar múltiplos pontos de potência máxima local e um máximo global. Esse comportamento da curva pode levar a algumas perdas no SPPM, que pode ficar perseguindo um máximo local em vez do máximo global (Mohapatra *et al*., 2017). Além disso, deve ser levado em conta que o PPM se desloca para uma faixa de tensões menores quando ocorre sombreamento, e o SPPM deve operar nessa faixa de tensão para que o sistema FV opere na máxima potência. Tendo em vista essas questões, diversos autores já verificaram que os efeitos do sombreamento podem ser reduzidos com o uso de micro

inversores, uma vez que cada micro inversor é geralmente conectado a um módulo FV e realiza o SPPM individualmente, porém os custos tendem a aumentar nessa configuração (Harb *et al*., 2013; Mehedi *et al*., 2021; Zheng *et al*., 2014).

Tendo em vista o crescimento de GD no Brasil, juntamente com a possiblidade de ocorrência de instalações FV em regiões urbanas, estudos detalhados sobre os efeitos do sombreamento parcial causado por elementos de entorno são de grande interesse, porém não são realizados amplamente. Para essas situações, não existe uma solução genérica, uma vez que as perdas dependem das características de cada instalação FV, e simulações com resultados precisos do comportamento do sistema requerem uma modelagem complexa. Nesse contexto, este trabalho teve o objetivo de realizar uma análise detalhada dos efeitos do sombreamento parcial em um sistema FV instalado em Porto Alegre no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

2. SOMBREAMENTO PARCIAL DE UM MÓDULO FV

Quando uma célula FV de uma série de células é sombreada, a radiação solar incidente sobre essa célula sombreada é menor que a incidente sobre as demais. Portanto, a corrente gerada pela célula sombreada é menor que a gerada pelas demais e limita toda a série, conforme pode ser visto na Fig. 1. Uma vez que a corrente que passa por todas as células FV em série é a mesma, a célula sombreada acaba ficando inversamente polarizada e passa a dissipar potência. Esse efeito pode acarretar o superaquecimento dessa célula (*hot spot*).

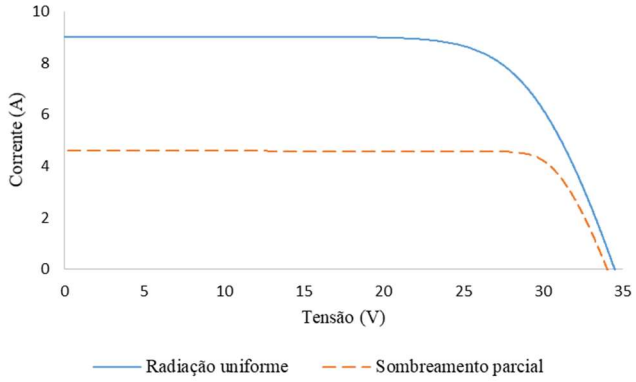

Figura 1 – Curvas *I-V* de um módulo FV em condição de radiação uniforme e sombreamento parcial (50% de sombreamento) sem diodos de desvio.

Um módulo FV é geralmente composto por células conectadas em série. Para evitar o superaquecimento de células sombreadas (ou danificadas) e reduzir as perdas, são conectados diodos de desvio (diodos *by-pass*) em antiparalelo a um conjunto de células FV. Os diodos de desvio servem de caminho alternativo para a corrente caso ocorra sombreamento de parte das células. A seção do módulo correspondente a um conjunto de células em série e um diodo de desvio em antiparalelo pode ser chamada de submódulo. Um módulo FV de 60 células em série e três diodos de desvio pode ser analisado como três submódulos de 20 células em série e um diodo de desvio em antiparalelo cada (Dadjé *et al*., 2017; Daliento *et al*., 2016). A Fig. 2 é uma ilustração de um módulo com uma célula sombreada e os diodos de desvio, sendo cada submódulo (indicado como SM) formado por duas colunas de 10 células e um diodo de desvio. A linha vermelha na figura ilustra o caminho percorrido pela corrente.

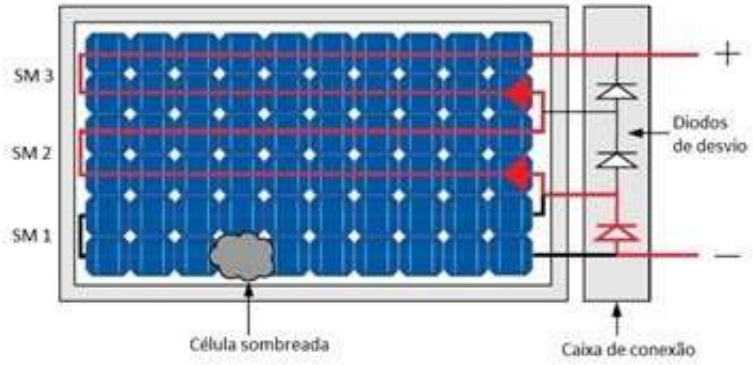

Figura 2 – Módulo FV com uma célula sombreada. Fonte: Adaptado de Vieira *et al*. (2020).

A Fig. 3 ilustra a situação de um módulo FV composto por 3 submódulos sendo um submódulo parcialmente sombreado. A Fig. 3(a) apresenta duas curvas *I-V*: a do submódulo parcialmente sombreado e a dos dois submódulos não sombreados. A curva *I-V* do módulo pode ser calculada pela soma das tensões das curvas dos submódulos para uma mesma corrente, conforme pode ser visto na Fig. 3(b). A operação do módulo nessa situação é melhor entendida ao comparar-se as curvas em cada corrente definida pela linha tracejada. Quando o módulo opera na corrente de curto circuito dos submódulos não sombreados (*Isc*), o submódulo sombreado está inversamente polarizado (diodo de desvio 1 ativo) ao passo que os demais submódulos estão em curto circuito. Enquanto a corrente for maior que a corrente de curto circuito do submódulo sombreado (*Isc**), este submódulo permanece inversamente polarizado, ou seja, com o diodo de desvio conduzindo a corrente elétrica gerada pelos demais submódulos. O submódulo sombreado passa a ser diretamente polarizado (diodo de desvio 1 inativo) quando a corrente é menor que o valor de *Isc**. A Fig. 4 apresenta a curva *P-V* nas mesmas condições, na qual se visualiza o máximo global (PPM) e um máximo local de potência.

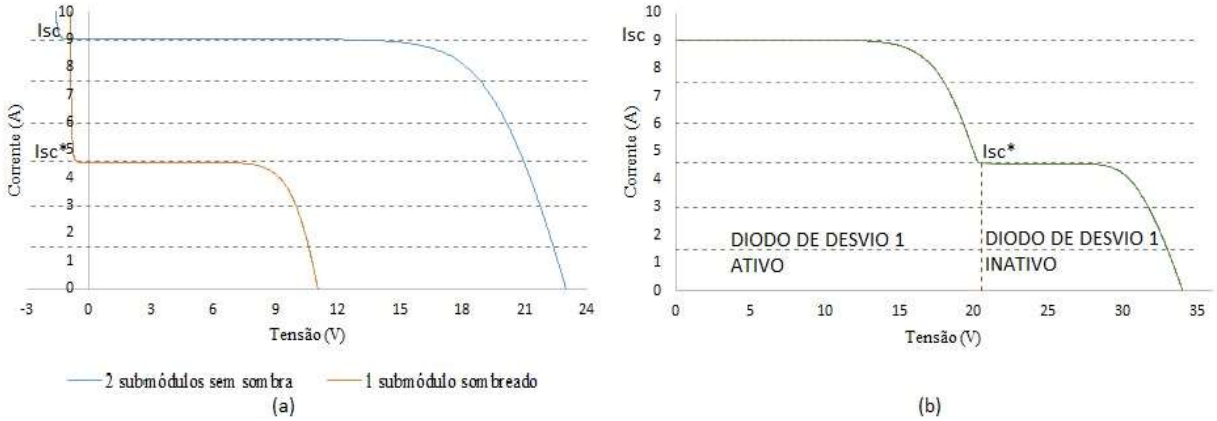

Figura 3 – (a) curvas *I-V* de um submódulo parcialmente sombreado e de dois submódulos em condição uniforme; (b) curva *I-V* do módulo FV sombreado, obtida pela soma das tensões dos submódulos para valores constantes de corrente.

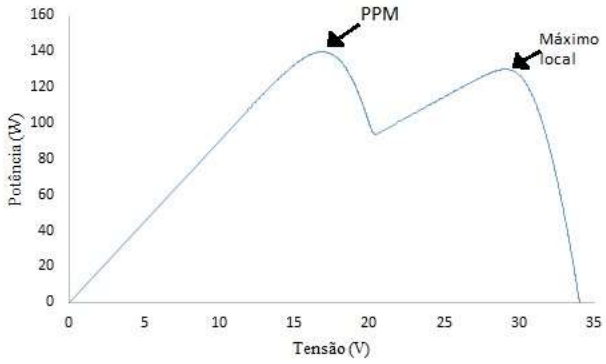

Figura 4 – Curva *P-V* de um módulo com um submódulo parcialmente sombreado.

3. METODOLOGIA

O sistema FV analisado neste trabalho foi instalado no LABSOL – UFRGS em Porto Alegre com a finalidade de realizar estudos sobre sistemas em condições não ideais. Esse sistema é composto por 10 módulos FV (Yingli, YL245P-29b) de 245 Wp em série, inclinados a 50° e voltados para o norte, e está conectado à rede através de um inversor de 2500 W (SMA, Sunny Boy 2500). As características dos módulos FV e do inversor são apresentadas nas Tab. 1 e 2, respectivamente.

Além dos dados de corrente, tensão e potência de saída do sistema FV, foram medidas a radiação solar global horizontal, a radiação difusa horizontal, a radiação solar no plano dos módulos, a temperatura de um dos módulos (módulo 8) e a temperatura ambiente. A radiação global horizontal foi medida por um piranômetro (EKO, MS60), a difusa horizontal foi medida por outro piranômetro com anel de sombra (Kipp & Zonen, CM11), e a radiação no plano inclinado, por uma célula de referência. As temperaturas foram medidas utilizando sensores do tipo Pt-100. A partir dos dados medidos foram calculados os valores médios para um determinado intervalo de tempo por um equipamento de aquisição de dados (SMA, Sunny Boy SBCOP02). A Fig. 5 é uma foto do sistema FV com os equipamentos de medição indicados e os módulos numerados. A Fig. 6 mostra o inversor e o equipamento de controle e aquisição de dados. As tensões individuais dos módulos FV também foram medidas. Para isso, os módulos foram conectados utilizando conectores do

tipo “Y”, conforme pode ser visto na Fig. 7. As tensões individuais foram obtidas por outro equipamento de aquisição de dados instalado (Keysight, 34972A).

Tabela 1 – Características do módulo FV nas Condições Padrão de Teste.

Máxima Potência	245 Wp
Eficiência	15%
Tensão na máxima potência (V_{MP})	29,6 V
Corrente na máxima potência (I_{MP})	8,28 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	37,5 V
Corrente de curto circuito (I_{SC})	8,83 A
Número de células em série	60
Tecnologia	Silício multicristalino

Tabela 2 – Características do inversor.

Máxima Potência (CC)	2500 W
Faixa de tensão do SPPM	224 – 480 V
Tensão nominal (CC)	300 V
Potência nominal (CA)	2300 W
Eficiência máxima	94,10%

Figura 5 – Foto do sistema FV com os equipamentos de medição e os módulos identificados no LABSOL (UFRGS).

Figura 6 – Inversor e equipamento de aquisição de dados.

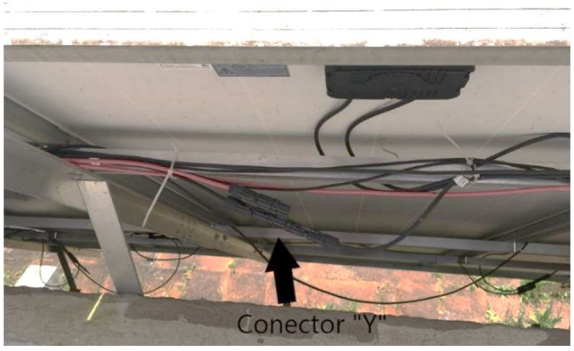

Figura 7 – Conector "Y" utilizado para medição de tensão individual dos módulos FV.

É necessário separar as componentes difusa e direta da radiação solar para estimar a radiação incidente em um submódulo parcialmente sombreado. As componentes foram calculadas a partir de equações apresentadas por Duffie e Beckman (2013). A irradiância direta inclinada ($G_{b,T}$) foi obtida por meio da Eq. (1), a partir da irradiância direta horizontal (G_b) e R_b, que é a relação entre o cosseno do ângulo de incidência (Θ), que é o ângulo entre a radiação solar direta e a normal da superfície, e o cosseno do ângulo de zênite (Θ_z), que é o ângulo de incidência da radiação direta em uma superfície horizontal. A irradiância solar difusa no plano inclinado ($G_{d,T}$), correspondente à soma da radiação difusa do céu e da refletida pelo solo, foi calculada por meio da Eq. (2), a partir dos dados de irradiância difusa horizontal (G_d), irradiância global horizontal (G), ângulo de inclinação dos módulos (β) e albedo (ρ_g). A irradiância global no plano dos módulos foi obtida pela soma das duas componentes, conforme a Eq. (3).

$$G_{b,T} = G_b R_b \tag{1}$$

$$G_{d,T} = G_d \left(\frac{1+\cos}{2}\right) + G.\rho_g \left(\frac{1-\cos}{2}\right) \tag{2}$$

$$G_T = G_{b,T} + G_{d,T} \tag{3}$$

A instalação FV estudada possui vegetação, uma parede branca e outro sistema FV no seu entorno que causam sombras ao longo dos dias, conforme pode ser visto na Fig. 8. Algumas árvores causam sombreamento no sistema no início da manhã, ao passo que o sistema FV vizinho causa sombreamento no período da tarde. Além disso, os elementos do entorno reduzem o fator de visão do céu dos módulos, bloqueando parte da radiação difusa, e tornam mais complexa a estimativa da radiação solar refletida (Chepp *et al*., 2021).

Figura 8 – Entorno da instalação FV no LABSOL (UFRGS). Fonte: Chepp *et al*. (2021).

A fim de verificar o efeito do sombreamento parcial ao longo de um dia, o equipamento de aquisição de dados foi ajustado para salvar a média dos dados de radiação solar, temperatura e saída do sistema FV a cada minuto no dia 05 de outubro de 2021 (dia de céu limpo). O sistema FV foi fotografado em diversos momentos do dia a fim de verificar o avanço da sombra. O sistema FV e os elementos de sombreamento foram modelados no *SketchUp.* O *SketchUp* é um programa de modelagem 3D que possui uma ferramenta de sombras, que realiza a previsão das sombras para a data e o horário escolhidos pelo usuário. Curvas *I-V* foram simuladas no programa Crearray, desenvolvido pelo LABSOL, que utiliza o modelo de um diodo para o cálculo da curva *I-V* de um arranjo FV a partir dos dados de catálogo dos módulos, da radiação solar incidente e da temperatura de célula. Cada módulo foi dividido em 3 submódulos, e a radiação solar incidente foi calculada considerando a fração de sombreamento da célula mais sombreada de cada submódulo, verificada a partir das fotos tiradas e do modelo do *SketchUp*. A metodologia detalhada para análise de sombreamento e a operação do programa Crearray foram descritos por Chepp e Krenzinger (2021). Para uma análise mais detalhada do comportamento do sistema FV, foram utilizados os dados das tensões individuais dos módulos FV medidas a cada 5 min. entre 17 e 22 de julho. Foi escolhido um dia de céu limpo do período de medição para realizar a análise das tensões ao

longo do dia. Após analisar os resultados, foram discutidas formas de mitigação dos efeitos do sombreamento para este caso estudado.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Análise do desempenho do sistema FV ao longo de um dia de céu limpo

Nesta seção, são analisados os dados medidos a cada minuto ao longo do dia 05 de outubro de 2021. A Fig. 9 apresenta a potência do sistema FV (CC) e a irradiância solar medida pela célula de referência ao longo do dia. Pode-se verificar que a potência CC varia juntamente com a irradiância solar no período da manhã. Algumas diminuições abruptas de potência seguidas por um aumento até o patamar anterior são verificadas e estão relacionadas às variações da irradiância solar nesse período do dia. A partir das 12h e 15 min., as quedas abruptas na potência CC não são mais decorrentes da variação na radiação solar, mas estão relacionadas ao sombreamento parcial do sistema FV. A variação na tensão média em CC a cada minuto do sistema FV ao longo do dia está apresentada na Fig. 10, na qual verifica-se que as quedas abruptas de potência verificadas na Fig. 9 no período da tarde correspondem aos momentos em que ocorrem aumentos na tensão.

A tensão da série de módulos permanece por volta de 260 V entre as 9h e 50 min. e as 12h e 10 min, período do dia em que não ocorre sombreamento no sistema FV. Após as 12h e 10 min., o primeiro submódulo do módulo 1 começa a ser sombreado, seguido pelo primeiro submódulo do módulo 10. A partir desse momento, ocorre um aumento gradativo de tensão no sistema FV (formando dois picos), seguido de uma redução até um patamar menor que o anterior ao sombreamento, e então a tensão permanece em torno de 235 V. Verifica-se um comportamento similar quando os outros submódulos começam a ser sombreados, sendo esses momentos indicados na Fig. 10. Os submódulos foram identificados pelo número do módulo (primeiro número) e número do submódulo (numerados da direta para a esquerda), conforme a Fig. 5. As Fig. 11, 12, 13, 14 e 15 são fotos do sistema sombreado por volta das 12h e 30 min., 13h, 13h e 30 min, 14h e 14h e 30 min, respectivamente. A série FV é polarizada em uma tensão menor que a mínima informada pelo fabricante do inversor (224 V) a partir de por volta das 13h e 40 min, alcançando o patamar de 217 V em alguns momentos.

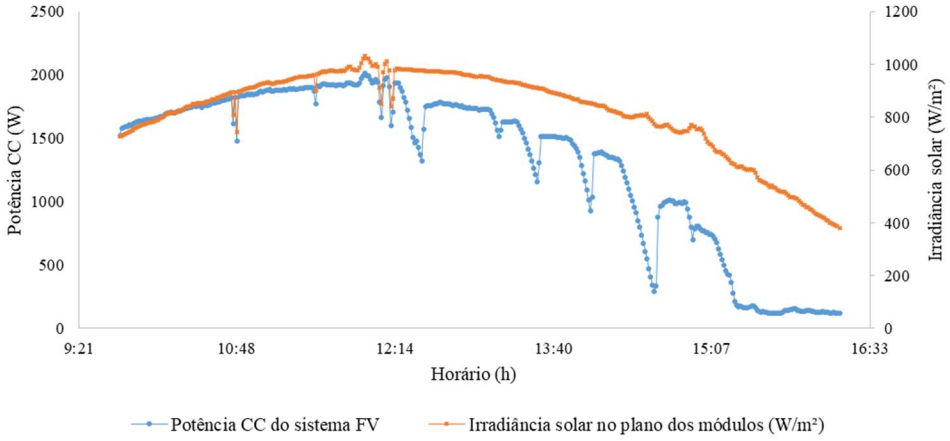

Figura 9 – Potência CC e irradiância solar medida no plano dos módulos ao longo do dia 05 de outubro de 2021.

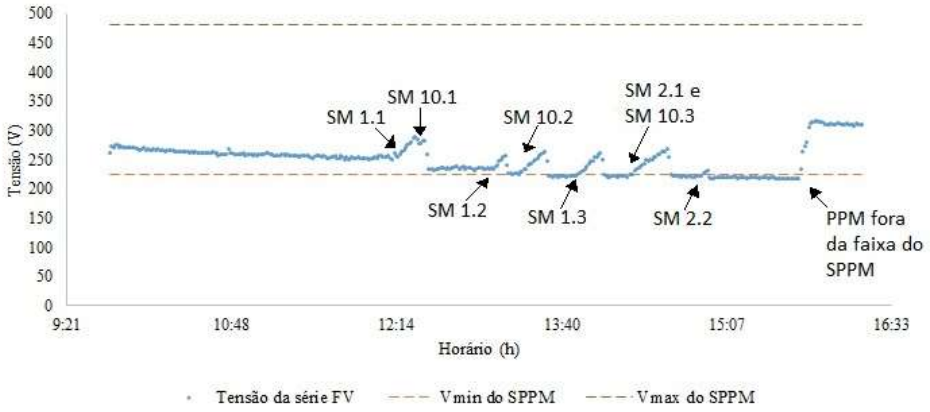

Figura 10 – Variação de tensão ao longo do dia com indicação dos aumentos na tensão e o submódulo (SM) correspondente.

Figura 11 – Foto do sistema FV com os submódulos sombreados indicados por volta das 12h e 30 min.

Figura 12 – Foto do sistema FV com o submódulo sombreado indicado por volta das 13h.

Figura 13 – Foto do sistema FV com o submódulo sombreado indicado por volta das 13h e 30 min.

Figura 14 – Foto do sistema FV com o submódulo sombreado indicado por volta das 14h.

Figura 15 – Foto do sistema FV com os submódulos sombreados indicados por volta das 14h e 30 min.

As curvas *I-V* e *P-V* da série FV apresentadas na Fig. 16 foram estimadas utilizando o programa Crearray a partir dos dados de radiação solar e temperatura dos módulos, as fotos do sistema sombreado e do sombreamento previsto no modelo *SketchUp*. O PPM se desloca para tensões menores à medida que sombra avança sobre os módulos. Logo que um submódulo começa a ser sombreado ocorre uma mudança significativa nas curvas *I-V* e *P-V*, e o SPPM do inversor tenta encontrar a nova potência máxima, consequentemente é verificado um aumento de tensão, conforme descrito anteriormente. A máxima potência corresponde a uma tensão menor que a mínima do SPPM do inversor (aproximadamente 224 V) a partir das 15h, período do dia de menor irradiância solar e maior fração de sombreamento. O sistema FV é polarizado em cerca de 300 V a partir das 16h, o que corresponde ao máximo local da curva *P-V*.

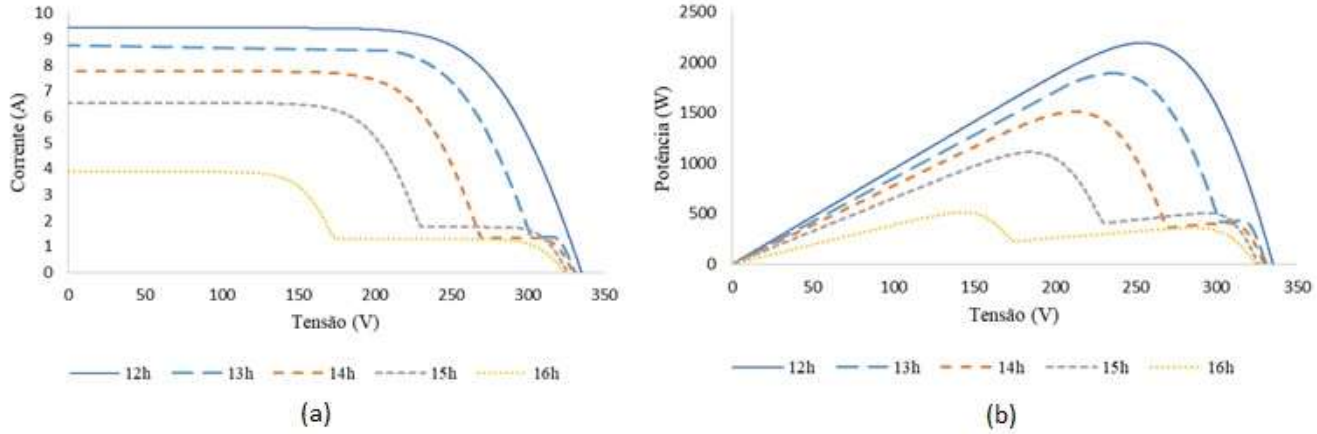

Figura 16 – (a) curva *I-V*; (b) curva *P-V* modeladas no Crearray.

4.2 Análise das tensões individuais dos módulos FV

No período de 17 a 22 de julho de 2021, foram medidas as tensões individuais dos dez módulos. O dia 22 de julho foi escolhido para a análise nesta seção por ter sido um dia de céu limpo. A Fig. 17 apresenta as tensões individuais de cada módulo ao longo desse dia com os diodos de desvio ativos indicados. A identificação dos diodos de desvio é feita conforme a numeração dos submódulos. O padrão de sombreamento da instalação FV varia ao longo do ano, portanto o avanço das sombras verificado na seção 4.1 pode diferir do verificado nesta seção.

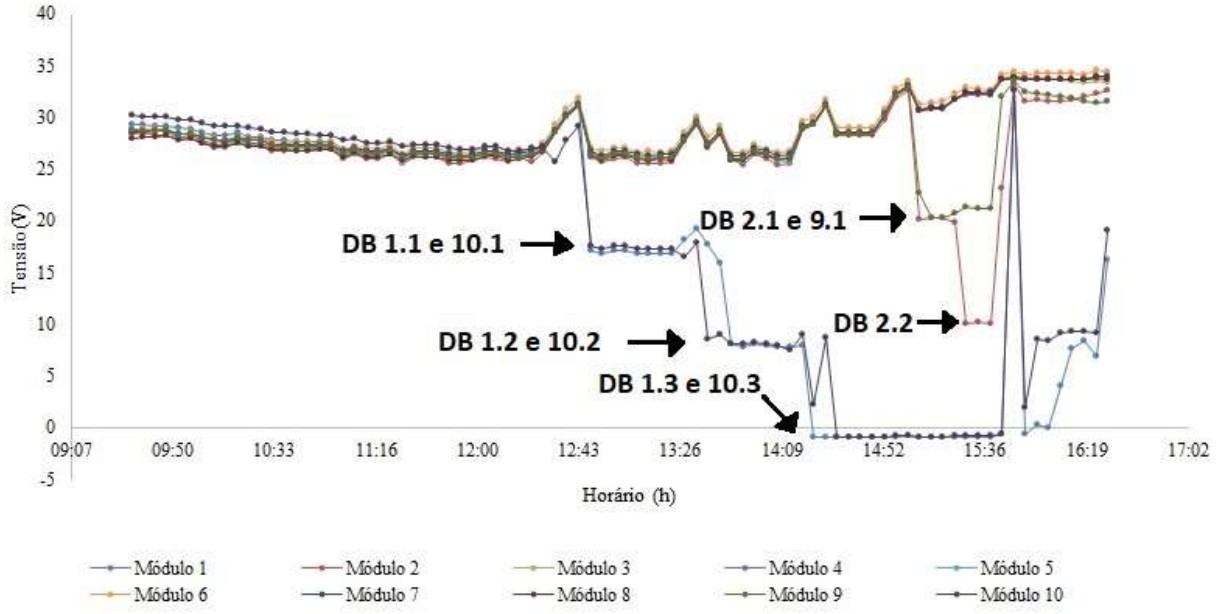

Figura 17 – Tensões individuais dos módulos ao longo do dia 22 de julho de 2021 com os diodos de desvio (DB) ativos indicados.

Após o meio-dia do dia analisado foram verificados picos de tensão quando cada submódulo foi sombreado, conforme já visto na Fig. 10. Cada vez que um novo submódulo foi sombreado, o SPPM tentou encontrar o novo PPM aumentando a tensão do sistema. Após atingir um máximo, a tensão foi reduzida e atingiu a faixa de tensão do PPM, na qual o diodo de desvio estava ativo. Quando o sistema FV foi polarizado nessa região, o submódulo sombreado foi

polarizado inversamente na tensão do diodo de desvio (cerca de -0,6 V). Consequentemente, à medida que os submódulos de um módulo eram sombreados, a tensão do módulo sombreado reduziu em intervalos de aproximadamente 1/3. O comportamento dos módulos variou por volta das 16h, momento em que a série estava operando fora do PPM. Nesses momentos, o sistema FV poderia estar polarizado em um máximo local, por isso o número de diodos ativos variou. Essa análise das tensões individuais confirmou o comportamento verificado na seção 4.1, permitindo constatar os momentos em que o sistema FV ficou polarizado na região do PPM, conforme o estado dos diodos de desvio.

4.3 Redução das perdas por sombreamento parcial

O sistema FV estudado é composto por 10 módulos em série e um inversor *string*, portanto o sombreamento de alguns módulos do sistema impacta o desempenho de toda a série de módulos. Os dados de tensão dos módulos mostraram que, em uma parte do período da tarde, o sistema FV operou próximo à mínima tensão do SPPM. O PPM correspondeu a uma tensão menor que a tensão mínima do SPPM em alguns momentos, consequentemente o inversor não polarizou a série de módulos na máxima potência. Também ocorre sombreamento no período do início da manhã causado por vegetação próxima, condição similar ao final do dia: baixa irradiância e sombreamento. Portanto, também pode ser considerado que o PPM fica fora da faixa de tensões do SPPM no início da manhã.

Algumas opções são possíveis para a mitigação dos efeitos de sombreamento desta instalação FV. Uma das opções para reduzir as perdas relacionadas ao sistema não operar na máxima potência é o uso de um inversor que tenha um SPPM com operação em uma faixa de tensões mais baixas, compreendendo os pontos de máxima potência no início e no final dos dias. Outra opção é o uso de micro inversores, que extraem a máxima potência de cada módulo individualmente, evitando que todo o sistema FV fosse impactado pelo sombreamento de um módulo.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo analisar detalhadamente os efeitos do sombreamento parcial causado por elementos de entorno em uma instalação FV localizada no LABSOL da UFRGS. O sistema FV analisado foi instalado a fim de serem realizados estudos acadêmicos sobre operação em condições não ideais. O comportamento do sistema FV foi analisado ao longo de dois dias de céu limpo. Os dados do dia 05 de outubro de 2021 foram utilizados para analisar a variação da potência e tensão CC do sistema FV com o avanço das sombras sobre os módulos. Depois foi analisada a distribuição das tensões individuais dos módulos ao longo do dia 22 julho de 2021. Por fim, foram feitas considerações sobre maneiras de reduzir as perdas por sombreamento no sistema estudado.

À medida que a sombra atingia um submódulo, foi verificada uma queda na potência CC da série FV no dia 05 de outubro de 2021. Essa queda estava relacionada a um aumento na tensão dos módulos causado pelo SPPM do inversor. Cada vez que um submódulo era sombreado, a região de tensão do PPM variava, logo o SPPM aumentava a tensão para procurar o novo PPM. Após um tempo, o SPPM encontrava o PPM, e a potência CC aumentava. A partir das 15h, o PPM ficou fora da faixa de tensão de operação do SPPM, então o sistema FV não operou na máxima potência. As tensões individuais dos módulos medidas no dia 22 de julho de 2021 confirmaram esse comportamento. À medida que a sombra atingia um submódulo, a tensão de todos os módulos aumentava até um máximo e depois reduzia. A partir disso, o submódulo sombreado era inversamente polarizado na tensão do diodo de desvio (diodo de desvio ficava ativo). Dessa forma, o módulo FV parcialmente sombreado tinha a tensão reduzida em intervalos de aproximadamente 1/3 à medida que os submódulos iam sendo sombreados.

O SPPM do inversor instalado opera em uma faixa de tensão alta para o sistema FV sombreado, por isso os módulos são polarizados perto da tensão mínima em uma parte do dia e fora do PPM no final do dia. O uso de um inversor com operação do SPPM em tensões mais baixas poderia melhorar o desempenho do sistema FV, uma vez que seria possível a polarização no PPM em situações de baixa irradiância e sombreamento (início e final do dia). Outra opção para o sistema seria o uso de micro inversores, dessa forma os efeitos do sombreamento não afetariam todos os módulos FV, pois seria extraída a máxima potência de cada módulo individualmente. Os resultados mostram que as perdas causadas pelo sombreamento parcial dependem de diversos fatores característicos da instalação FV. Os efeitos de sombreamento abordados detalhadamente neste trabalho podem contribuir para o entendimento do comportamento de outros casos em condição de sombreamento parcial.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2021a. Geração Distribuída. Disponível em: <

https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 09 Nov. 2021.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2021b. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 09 Nov. 2021.

Chepp, E. D., Gasparin, F. P., Krenzinger, A., 2021. Accuracy investigation in the modeling of partially shaded photovoltaic systems. Solar Energy, 223(May), 182–192. https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.061

Chepp, E. D., Krenzinger, A., 2021. A methodology for prediction and assessment of shading on PV systems. Solar Energy, 216(January), 537–550. https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.01.002

Dadjé, A., Djongyang, N., Tchinda, R., 2017. Electrical Power Losses in a Photovoltaic Solar Cell Operating under Partial Shading Conditions. Journal of Power and Energy Engineering, 05(10), 19–33. https://doi.org/10.4236/jpee.2017.510002

Daliento, S., Di Napoli, F., Guerriero, P., d'Alessandro, V., 2016. A modified bypass circuit for improved hot spot reliability of solar panels subject to partial shading. Solar Energy, 134, 211–218. https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.001

Dolara, A., Lazaroiu, G. C., Leva, S., Manzolini, G., 2013. Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules. Energy, 55, 466–475. https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.04.009

Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. Solar Engineering of Thermal Processes, Wiley.

Harb, S., Kedia, M., Zhang, H., Balog, R. S., 2013. Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system - A comprehensive study. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2885–2890. https://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6745072

Mehedi, I. M., Salam, Z., Ramli, M. Z., Chin, V. J., Bassi, H., Rawa, M. J. H., Abdullah, M. P., 2021. Critical evaluation and review of partial shading mitigation methods for grid-connected PV system using hardware solutions: The module-level and array-level approaches. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 146(May), 111-138. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.

Mohapatra, A., Nayak, B., Das, P., Mohanty, K. B., 2017. A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 80(May), 854–867. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.083

Trzmiel, G., Głuchy, D., Kurz, D., 2020. The impact of shading on the exploitation of photovoltaic installations. Renewable Energy, 153, 480–498. https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.02.010

Vieira, R. G., de Araújo, F. M. U., Dhimish, M., Guerra, M. I. S., 2020. A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules. Energies, 13(10), 1–21. https://doi.org/10.3390/en13102472

Zheng, H., Li, S., Challoo, R., Proano, J., 2014. Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations. Renewable Energy, 68, 58–66. https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.025

ANALYSIS OF PARTIAL SHADING OF AN URBAN PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Abstract. *Urban photovoltaic (PV) systems generally have many surrounding elements, such as neighboring buildings and vegetation, which can cause partial shading in the PV installation. In general, the effects of this type of shading are not studied in detail. In this context, the aim of this work was to carry out a detailed analysis of the effects of partial shading in a PV system installed in Porto Alegre. The power and voltage of the PV system over the course of a day were analyzed using shadow photos taken on site and shadow prediction from a SketchUp model. I-V curves were also simulated using measured solar radiation and temperature data. The individual voltages of the PV modules were analyzed over another day. Over the course of a day, power reductions were verified during the afternoon (daytime period with shading), which were related to voltage increases in the modules. As soon as the shadow hit a sub-module, the maximum power point (MPP) would shift to a lower voltage, and the inverter maximum power point tracker (MPPT) would increase the voltage to a maximum and then reduce to try to find this new point. After 3 pm, the MPP voltage was out of the MPPT operating range, and the system was no longer polarized at the MPP. The analysis of individual voltages confirmed this behavior. Each time a sub-module was shaded, everyone's voltage increased and then decreased. Then the shaded sub-module was reverse-biased so that the bypass diode would carry electrical current. Shading losses could be reduced by using an inverter operating at lower voltages or micro inverters in this case study. The shading effects discussed in detail can contribute to a better understanding of the behavior of other partial shading cases.*

Key words*: Distributed generation, Photovoltaics, Shading.*