

Efeitos da posição e nível de sombreamento na potência de saída da matriz fotovoltaica

Cláudio A.C. Cambambi, Luciane N. Canha, Lucas F. Ramos,
Rafael G. Milbradt, Cíntia H. Flesch, Patrícia G. Dallepiane

Universidade Federal de Santa Maria

Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência
(adrianocambambi91@gmail.com)

Abstract: The power loss in a photovoltaic array under identical partial shading pattern is proportional to the percentage of shading. This makes sense, as the photovoltaic array depends on solar irradiance to generate electrical energy. However, it is tacitly assumed that the maximum power of a partially shaded PV array always decreases as the shading intensity increases. However, although poorly documented, it appears in the literature that this may not be the case. The investigation of the PV characteristic curve under different numbers of shaded modules and percentage of shading suggests that the photovoltaic array becomes insensitive to the percentage of shading when the irradiance of the shaded modules reaches a certain critical point. A series-connected and series-parallel photovoltaic array is used in this article. The critical point can vary based on the number of shaded modules, size and configuration of the PV array.

Resumo: Um transporte econômico eficiente contribui com o desenvolvimento da economia e a redução de despesas na logística das organizações. Os veículos elétricos oportunizam uma nova alternativa de mobilidade, devido às vantagens relacionadas à redução de ruído no trânsito, diminuição da emissão de gases poluentes e por apresentarem custos menores durante sua operação comparados aos veículos tradicionais. Além de buscar construir uma economia sustentável mediante as recargas realizadas por fontes de energia renovável. Deste modo, o objetivo deste artigo é realizar uma análise da viabilidade econômica com a inserção de veículos elétricos em órgãos públicos. O presente estudo tende a desenvolver uma avaliação econômica com abastecimento e manutenção de frotas e pontuar os benefícios ao meio ambiente no que tange à substituição de veículos a combustão por elétricos. O estudo é baseado nas informações coletadas em uma Prefeitura localizada no Estado do Rio Grande do Sul. A análise de cada critério visa evidenciar que o processo de substituição da frota de veículos pode ser uma alternativa viável para as organizações públicas, devido a economia gerada durante sua operação e a diminuição na emissão de poluentes.

Keywords: Photovoltaic arrays; Partial shading; Critical point; Maximum power.

Palavras-chaves: Matrizes fotovoltaica; Sombreamento parcial; Ponto crítico; Potência máxima.

1. INTRODUÇÃO

Na COP26 realizada em Glasgow em novembro de 2021, os países participantes concordaram em combater as mudanças climáticas reduzindo as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) para 45% até 2030, a fim de manter o aquecimento global abaixo de 1,5 graus Celsius até 2100.

Alcançar esta difícil meta exige o uso de energia renovável para redução da dependência dos combustíveis fósseis e, conseqüentemente, dos danos causados por eles.

Uma maneira de fazer isso é substituir, por exemplo, o petróleo, o principal elemento da matriz energética global, por energias renováveis tais como: solar, eólica, maremotriz e a geotérmica entre outras fontes.

Dentre as energias renováveis, se destaca a energia solar obtida por sistemas fotovoltaicos que dependem exclusivamente da luz do sol. Esse destaque se deve principalmente a algumas vantagens relevantes em relação às demais energias renováveis. Uma destas vantagens é que sua implementação causa um impacto ambiental significativamente menor do que a implementação das usinas hidrelétricas, por exemplo, as quais tendem a mudar drasticamente o ecossistema em seus arredores. Outro ponto é que durante a geração, a planta fotovoltaica gera uma quantidade quase nula de ruídos e vibração, diferente da energia eólica.

Conseqüentemente, o uso destes sistemas em aplicações domésticas e comerciais tem aumentado significativamente na última década em função da redução das perdas na transmissão e distribuição, possibilidade de reverter o excedente de eletricidade gerado para a concessionária de

energia, devido à conscientização geral, aos subsídios oferecidos pelos governos e avanços tecnológicos que reduziram consideravelmente o custo de energia por kWh (Pascasio et al., 2021; Tian et al., 2021).

Entretanto, embora os módulos fotovoltaicos (conjunto de células conectadas em série, paralelo ou em série-paralelo) sejam posicionados e montados após um planejamento cuidadoso, a geração de energia fotovoltaica é fortemente influenciada por condições ambientais adversas como, por exemplo, o sombreamento parcial dos sistemas fotovoltaicos.

Durante o sombreamento parcial, a potência máxima de um sistema fotovoltaico pode cair drasticamente, reduzindo a eficiência do sistema. O impacto do sombreamento parcial em um sistema fotovoltaico pode variar de acordo com o padrão do sombreamento, tamanho e configuração do sistema fotovoltaico (Teo et al., 2020; Fadhel et al., 2020)

Segundo Kreft et al. (2020), a perda de potência em um sistema fotovoltaico sob padrão de sombreamento parcial idêntico é proporcional ao percentual do sombreamento. Isso faz sentido, pois o sistema fotovoltaico depende da irradiância solar para gerar energia elétrica, e a potência máxima de um sistema fotovoltaico parcialmente sombreado deve ser cada vez menor conforme o percentual do sombreamento aumenta.

Contudo, outro fenômeno foi observado no trabalho de Silvestre et al. (2009). Os autores concordam que a potência máxima de um sistema fotovoltaico parcialmente sombreado diminui à medida que o percentual do sombreamento aumenta. Porém, quando o percentual do sombreamento atinge um certo ponto crítico (ponto no qual a potência máxima de um sistema fotovoltaico parcialmente sombreado se torna constante ou igual a potência máxima em condições de teste padrão (STC)), a potência máxima permanece inalterada, mesmo que esse percentual de sombreamento aumente a partir desse ponto crítico. Isso significa que a potência máxima de um sistema fotovoltaico parcialmente sombreado pode se tornar insensível ao percentual do sombreamento quando o ponto crítico é atingido.

Portanto, se por um lado essa é uma descoberta importante e que deve ser explorada, por outro lado os autores não desenvolveram uma metodologia para que esse ponto seja encontrado.

Em seu trabalho Teo et al. (2018) utilizando vinte módulos fotovoltaicos conectados em série, investigaram a sensibilidade do sistema fotovoltaico ao percentual do sombreamento e o ponto crítico. No mesmo estudo foi formulada uma equação para calcular o ponto crítico mas, não existe uma explicação por detrás da formulação e ela não pode ser validada. Além disso, geralmente, os sistemas fotovoltaicos são conectados em série-paralelo, sendo assim, é importante que se desenvolva uma metodologia capaz de identificar o ponto crítico em matrizes série-paralelo.

Este trabalho tem como objetivo determinar a relação entre o nível e posição de sombreamento e a potência de saída de uma matriz fotovoltaica com diodos de bypass.

Para auxiliar nessa análise, são realizadas simulações computacionais em ambiente Matlab/Simulink, com o objetivo de determinar um ponto crítico que, conseqüentemente auxiliará no entendimento da relação entre o nível e posição de sombreamento e a potência de saída de uma matriz fotovoltaica.

2. DETERMINAÇÃO DO PONTO CRÍTICO

Nesta seção é apresentada uma nova abordagem para identificação do ponto no qual a potência máxima da matriz fotovoltaica se torna constante ou seja não altera mesmo que o peso do sombreamento aumente e, conseqüentemente, os diodos de bypass começam a conduzir.

A metodologia é utilizada para determinar a sensibilidade da potência máxima de uma matriz fotovoltaica ao peso do sombreamento e identificação da ativação do diodo de bypass.

2.1 Metodologia

Está bem documentado na literatura a vasta coleção de métodos para detecção da perda de potência nos sistemas fotovoltaicos. Uma boa parte desses métodos concentram-se na detecção de perdas causadas pelo sombreamento parcial e, podem ser dividido aproximadamente em método baseado em análises das curvas P-V ou I-V. O objetivo destes métodos é modelar o impacto do sombreamento parcial em matrizes fotovoltaicas, dependendo do seu padrão (Moger et al., 2021; Kour and Shukla, 2021).

Neste artigo, adotou-se a metodologia proposta por Cambambi (2020), onde além de uma avaliação feita neste artigo, o estudo é estendido para matrizes fotovoltaicas de diferentes tamanhos e configurações. além disso, o cálculo de perdas de energias é estendida para o cálculo de perda de tensão e corrente e conseqüentemente utilizada para o cálculo dos níveis de irradiância, no qual uma determinada matriz fotovoltaica atinge o ponto crítico e, os módulos fotovoltaicos parcialmente sombreados são completamente ignorados.

2.2 Modelo equivalente

Neste trabalho escolheu-se o modelo elétrico desenvolvido por Villalva et al. (2009). Esse modelo é amplamente conhecido na literatura como modelo de um diodo ou modelo real e por representar adequadamente as características de uma célula fotovoltaica. O mesmo leva em consideração os dois tipos de perdas: uma relacionada à queda de tensão entre os contatos metálicos, representada por meio de uma resistência série R_s ; e outra relacionada à corrente de fuga I_p , modelada por uma resistência em paralelo R_p (Villalva et al., 2009).

A fim de analisar os parâmetros do modelo desenvolvido por Villalva et al. (2009), o modelo é convertido em equações que dependem dos parâmetros S e T , que são a irradiância solar S (W/m^2) e da temperatura ambiente T (K), respectivamente. E , gera como saída a corrente da célula fotovoltaica I . A equação (1) fornece a expressão geral da corrente de saída de uma célula fotovoltaica, usando a lei de Kirchoff para corrente, em que I_{ph} representa a corrente

gerada pela luz na célula e I_d representa a corrente que flui pelo diodo.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (1)$$

Uma matriz fotovoltaica composta por dois módulos fotovoltaicos conectados em série é usada para explicar essa metodologia conforme mostram as Figuras 2 e 3. Os módulos fotovoltaicos possuem tensão de circuito aberto de 21,5 V, corrente de curto-circuito de 0,62 A e potência máxima de 10W. A temperatura ($T = 25^{\circ}C$) é usada para todas simulações e, cada módulo fotovoltaico da matriz fotovoltaica possui um diodo de bypass.

As consequências do sombreamento serão estudadas e simuladas e seu impacto nas curvas I-V e P-V serão analisadas. Sempre que um novo nível de sombreamento é introduzido, uma nova curva I-V é simulada com seu novo Ponto de Máxima Potência MPP correspondente e comparada com o MPP do conjunto em condições de teste padrão. Esse procedimento é repetido até que a comparação entre o valor simulado e teórico se torne constante. Para esse procedimento é utilizado o conceito do cálculo de descasamento (mismatch em Inglês) ou incompatibilidade Anjum et al. (2021). Para medir o impacto do sombreamento e consequentemente a ativação do diodo de bypass, ΔI_{MPP} , ΔV_{MPP} e ΔP_{MPP} são calculados da seguinte forma:

$$\Delta I_{MPP} = \frac{I_{MPPs} - I_{MPP}}{I_{MPP}} \quad (2)$$

$$\Delta V_{MPP} = \frac{V_{MPPs} - V_{MPP}}{V_{MPP}} \quad (3)$$

$$\Delta P_{MPP} = \frac{P_{MPPs} - P_{MPP}}{P_{MPP}} \quad (4)$$

Onde:

I_{MPP} , V_{MPP} e P_{MPP} são os valores medidos da corrente, tensão e potência no ponto de máxima potência da matriz em STC, respectivamente.

I_{MPPs} , V_{MPPs} e P_{MPPs} são os valores simulados da corrente, tensão e potência sempre que um novo nível de sombreamento é introduzido, respectivamente.

3. SOMBREAMENTO HOMOGÊNEO

Neste trabalho, definiu-se sombreamento homogêneo como sendo o processo pelo qual todos os módulos de uma mesma coluna recebem o a mesma irradiância. Para simular sombreamento homogêneo, o valor de S é reduzido para simular sombreamento. Os parâmetros R_s , R_p e T são mantidos constantes. β é definido como fator de irradiância, calculado por $\beta = \frac{S}{S_r}$ e sua redução simula o aumento do percentual do sombreamento simulado e, Por exemplo, ($\beta = 0.9$) significa que o módulo está 10% sombreado ou recebe uma irradiância de $900 W/m^2$. Assim, para cada novo valor de β é simulada uma nova curva I-V e P-V e seus novos MPP são calculados. A Figura 1 mostra a curva P-V para diferentes níveis de irradiância.

O Sombreamento homogêneo afeta apenas a potência. Como todos os módulos recebem a mesma irradiação, não há risco de incompatibilidade de corrente e os diodos

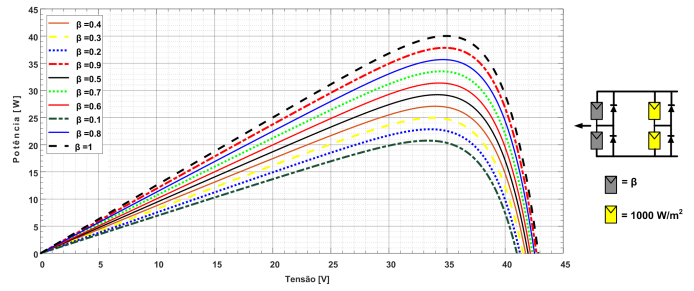


Figura 1. Curva P-V para sombreamento homogêneo

de desvio não conduzem; portanto, não há acréscimo de máximos locais na curva P-V.

4. SOMBREAMENTO PARCIAL

O sombreamento parcial ocorre sempre que a matriz fotovoltaica é coberta por irradiâncias não uniforme. Quanto menos radiação chega a um módulo fotovoltaico, menos corrente ela gera. Portanto, o sombreamento parcial causará uma incompatibilidade entre os módulos sombreados e os não sombreados. Essa ocorrência pode levar à formação de pontos quentes, onde há uma alta dissipação de energia, aumentando a temperatura dos módulos sombreados, o que contribui para a degradação do módulo.

4.1 Associação série

Caso 1 corresponde a associação de dois módulos com sombreamento em um único módulo.

Neste caso, o sombreamento de um único módulo da associação em qualquer posição, resultará no mesmo valor para a potência de saída

A simulação a seguir é feita em dois módulos ligados em série conforme as Figuras 2 e 3. O objetivo é mostrar a gravidade do sombreamento em apenas um módulo, para que a perda de energia seja perceptível. A radiação incidente em apenas um módulo é gradualmente reduzida para observar o efeito na curva I-V e P-V.

As equações 2, 3 e 4 são aplicadas em todas as simulações. por exemplo, quando β é igual a 0,9, tem-se:

$$\beta = 0.9 \begin{cases} \Delta I_{MPP} = \frac{0,52 - 0,57}{0,57} = -0,087 \\ \Delta V_{MPP} = \frac{35,3 - 34,9}{34,09} = 0,011 \\ \Delta P_{MPP} = \frac{18,61 - 20}{20} = -0,069 \end{cases}$$

A partir das Figuras 3 e 4 observa-se que a partir de um certo valor de irradiância, neste caso compreendido entre 500 e $400 W/m^2$ a potência máxima ($9,54 W$) da matriz fotovoltaica se torna inalterada mesmo que o percentual de sombreamento aumente.

A Figura 4 mostram as curvas I-V e P-V, respectivamente, para diferentes níveis de irradiância, e a Tabela 1 mostra a variação no MPP.

A partir da Tabela 1 pode se observar que à medida que a intensidade do sombreamento aumenta, a incompatibilidade atual é mais acentuada e, eventualmente, o diodo de

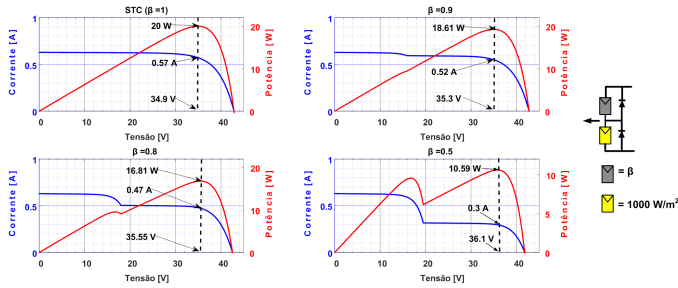


Figura 2. Curva I-V e P-V para irradiâncias compreendidas entre 1000 - 500 W/m^2 .

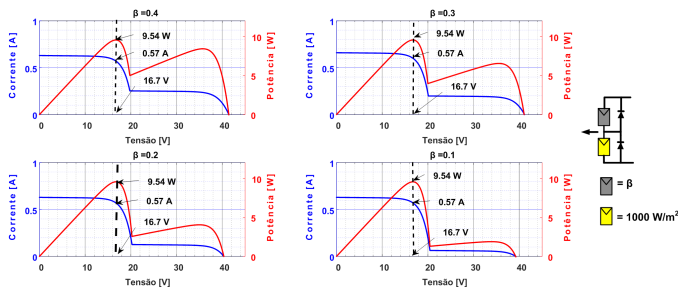


Figura 3. Curva I-V e P-V para irradiâncias compreendidas entre 400 - 100 W/m^2 .

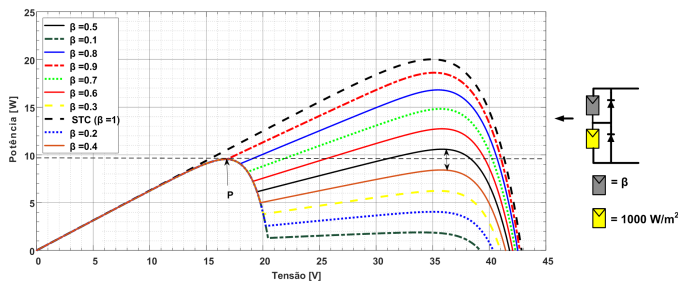


Figura 4. Curva P-V relacionada as Figuras 2 e 3

bypass começa a conduzir, o que ocorre em torno de 50% a 60% do sombreamento. Para intensidades mais baixas de sombreamento (0% a 30%), a alteração mais perceptível será no parâmetro I_{MPP} . Quanto mais intensa a sombra fica, a diminuição no I_{MPP} fica mais visível até que finalmente o diodo de bypass começa a conduzir e a potência máxima não muda mais. Quando o diodo de bypass começa a conduzir, a matriz fotovoltaica perde cerca de 52% de sua potência máxima de saída em condições de teste padrão, o que corresponde aproximadamente à perda de 1/2 do módulo devido à ativação do diodo de bypass.

Tabela 1. Variação MPP para o arranjo da Figura 4

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0.9	1,10	-8,7	-6,9
0.8	1,94	-17,53	-16
0.7	2,54	-27,74	-25,93
0.6	2,80	-38,06	-36,34
0.5	3,26	-48,32	-47,03
0.4	-52,16	0,00	-52,30
0.3	-52,16	0,00	-52,30
0.2	-52,16	0,00	-52,30
0.1	-52,16	0,00	-52,30

Procedimentos semelhantes são aplicados nas Tabelas 2 e 3 para obter a relação entre as potências e correntes máximas e a irradiância dos módulos sombreados para a configuração de três módulos em série com sombreamento em um e dois módulos conforme as Figuras 5 e 6.

Caso 2 corresponde a associação de três módulos série com sombreamento em um único módulo conforme a Figura 5.

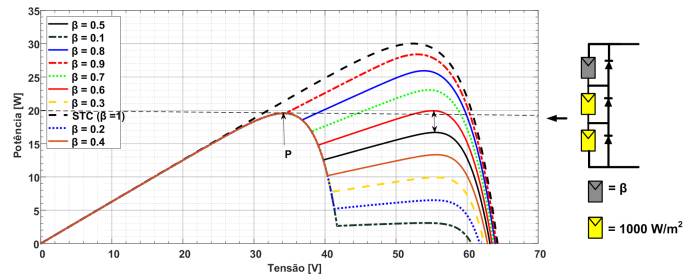


Figura 5. Curva P-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 1 módulo

À medida que a intensidade do sombreamento aumenta, a incompatibilidade atual é mais acentuada e, eventualmente, o diodo de bypass começa a conduzir, o que ocorre em torno de 40% a 50% do sombreamento conforme mostra a Tabela 2. Quando o diodo de bypass começa a conduzir, todo o módulo perde 35% de sua potência máxima, o que corresponde aproximadamente à perda de 1/3 dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 2. Variação MPP para o arranjo da Figura 5

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0.9	0,32	-5,68	-5,38
0.8	2,91	-16,03	-13,58
0.7	4,37	-26,46	-23,51
0.6	5,47	-37,05	-33,60
0.5	-34,83	0	-34,84
0.4	-34,83	0,00	-34,84
0.3	-34,83	0,00	-34,84

Caso 3 corresponde a associação de três módulos com sombreamento em dois módulos

Pode ser visto na Figura 6 e confirmado na Tabela 3 que os diodos de bypass começam a conduzir quando o percentual de sombreamento está entre 60% e 70%. Nesse momento, toda matriz fotovoltaica perde 70% de sua potência máxima, o que corresponde aproximadamente à perda de 2/3 dos módulos devido à ativação do diodo de bypass.

Isso deixa claro que o ponto crítico de um sistema fotovoltaico depende não só do número de módulos sombreados mas também do tamanho da matriz fotovoltaica.

Conforme mostra a Figura 6, a potência máxima não fornece necessariamente a tensão mais alta. Por exemplo, para os dois módulos sombreados da Figura 6, a potência máxima é obtida a uma tensão mais elevada antes da matriz fotovoltaica atingir o ponto crítico. isto é para irradiâncias variando de 400 a 1000 W/m^2 . Contudo, quando o ponto crítico é atingido, o que ocorre a partir de 70% (300 W/m^2) do sombreamento, a potência máxima é obtida a

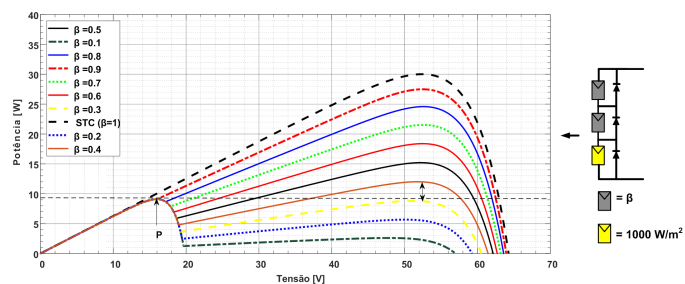


Figura 6. Curva P-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 2 módulos.

Tabela 3. Variação MPP para o arranjo da Figura 6

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0.9	0,01	-8,41	-8,39
0.8	0,28	-18,28	-18,05
0.7	0,28	-28,45	-28,05
0.6	0,01	-38,71	-38,70
0.5	0	-49,31	-49,31
0.4	-0,87	-59,60	-59,96
0.3	-69,65	0	-69,69
0.2	-69,65	0	-69,69
0.1	-69,65	0	-69,69
0.03	-69,65	0	-69,69
0.01	-69,65	0	-69,69

uma tensão mais baixa e, essa tensão corresponde a tensão de máxima potência fornecida pelo fabricante, o que para o módulo fotovoltaico da Kyocera KS10 é 16,9 V, conforme mostra a Figura 6. Situações semelhantes também são observadas nas simulações anteriores e subsequentes.

4.2 Associação série-paralelo

Para estudar o efeito do sombreamento em diferentes configurações da matriz fotovoltaica, o procedimento acima também foi efetuado em uma configuração série-paralelo.

Caso 4 Corresponde a associação de seis módulos conectados em série-paralelo com sombreamento em um único módulo conforme mostra a Figura 7.

A Figura 7 representa as características P-V quando a irradiância do módulo sombreado está compreendida entre 50 e 1000 W/m^2 . Percebe-se a partir da Figura 7 que o pico de tensão mais alta é maior do que o pico de tensão mais baixa quando a irradiância do módulo sombreado está compreendida entre 900 e 400 W/m^2 . O contrário é verdadeiro quando a irradiância do módulo sombreado está compreendida entre 390 e 0 W/m^2 .

A Tabela 4 deixa claro que quando o ponto crítico é atingido, o sistema fotovoltaico referente a Figura 7 perde 30% de sua potência máxima. É neste momento que o diodo de bypass começa a conduzir, o que ocorre em torno de 60% a 70% do sombreamento.

Caso 5 Corresponde a associação de seis módulos conectados em série-paralelo com sombreamento em dois módulos da mesma coluna conforme mostra a Figura 8.

A Figura 8 representa as características P-V para as características descritas na Tabela 5. Situações semelhantes as

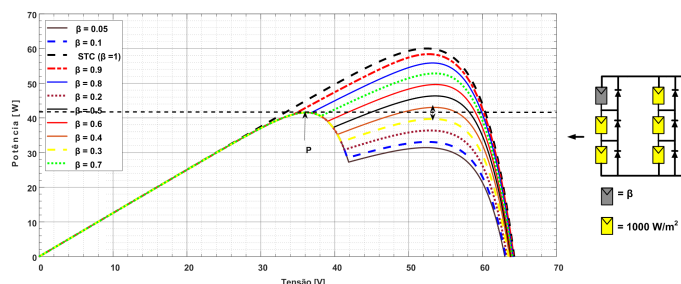


Figura 7. Curva P-V da associação de seis módulos em paralelo com sombreamento parcial em 1 módulo.

Tabela 4. Variação MPP para o arranjo da Figura 7.

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0,9	0,26	-2,92	-2,66
0,8	1,46	-8,27	-6,93
0,7	2,03	-13,70	-11,95
0,6	1,95	-18,87	-17,28
0,5	2,05	-24,32	-22,76
0,4	1,46	-29,33	-28,3
0,3	-31,15	0,00	-30,76
0,2	-31,15	0,00	-30,76
0,1	-31,15	0,00	-30,76
0,03	-31,15	0,00	-30,76
0,01	-31,15	0,00	-30,76

condições anteriores são observadas quando dois módulos são parcialmente sombreados conforme a Figura 8, onde o pico de tensão mais alto atua como o pico global quando a irradiância dos módulos sombreados está acima de um determinado nível. O pico de tensão mais alto reduz à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui.

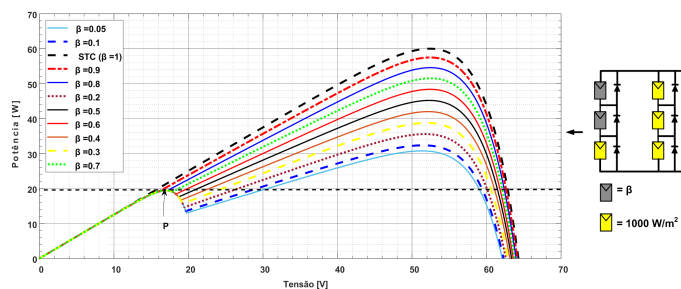


Figura 8. Curva P-V da associação de seis módulos em paralelo com sombreamento parcial em 2 módulos na mesma coluna.

Claramente, a partir da Figura 8 e confirmado na Tabela 5, nota-se que para essa condição, não existe um ponto crítico. Isso significa que a potência de saída da matriz sempre será inversamente proporcional ao percentual do sombreamento.

Caso 6 Corresponde a associação de seis módulos conectados em série-paralelo com sombreamento em dois módulos (um módulo em cada coluna) conforme mostra a Figura 9.

A situação semelhante observada nas configurações sombreadas das Figuras 8 e 7 também é observada na configuração da Figura 9. O pico de tensão mais alto atua como o

Tabela 5. Variação MPP para o arranjo da Figura 8.

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0,9	-0,57	-3,61	-4,16
0,8	-0,30	-8,72	-9
0,7	-0,01	-14,10	-14,11
0,6	0,01	-19,33	-19,35
0,5	-0,87	-23,98	-24,65
0,4	-0,62	-29,54	-29,98
0,3	-1,44	-34,38	-35,33
0,2	-2,33	-39,29	-40,71
0,1	-2,05	-44,91	-46,05
0,03	-2,90	-48,27	-49,78
0,01	-2,90	-49,37	-50,85

pico global quando a irradiância dos módulos sombreados está acima de um determinado nível.

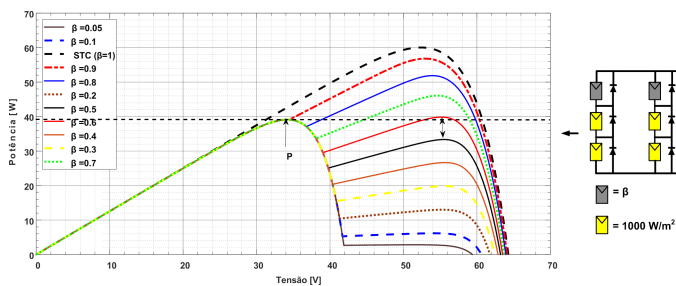


Figura 9. Curva P-V da associação de seis módulos em paralelo com sombreamento parcial em 2 módulos em diferentes colunas.

A Tabela 6 é o resultado da aplicação das equações 2, 3 e 4 em cada condição de sombreamento da Figura 9. Nota-se que quando o ponto crítico é atingido, 35% da potência máxima é perdida. Isso ocorre quando o percentual do sombreamento está em torno de 60 e 70%.

Tabela 6. Variação MPP para o arranjo da Figura 9.

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0,9	0,58	-5,88	-5,33
0,8	2,86	-15,97	-13,56
0,7	4,06	-26,20	-23,2
0,6	4,94	-36,71	-33,58
0,5	-35,21	0,00	-34,83
0,4	-35,21	0,010	-34,83
0,3	-35,21	0,00	-34,83
0,2	-35,21	0,00	-34,83
0,1	-35,21	0,00	-34,83
0,03	-35,21	0,00	-34,83
0,01	-35,21	0,00	-34,83

Caso 7 Corresponde a associação de seis módulos conectados em série-paralelo com sombreamento em três módulos distribuídas ao longo da matriz conforme mostra a Figura 10.

Note que apesar da matriz fotovoltaica experimental apresentar apenas dois níveis de irradiâncias, a curvas P-V apresenta três máximos locais. Isso deve-se porque cada linha da matriz fornece uma corrente diferente da outra. Ou seja, existem três diferentes correntes de linha. Essa é uma observação importante pois, muitas das fazes, para reduzir o número

de máximos locais é recomendável reconfigurar a matriz de modo que todas as linhas tenham a mesma corrente. Ou seja, a soma das irradiâncias das linhas da matriz fotovoltaica devem ser iguais.

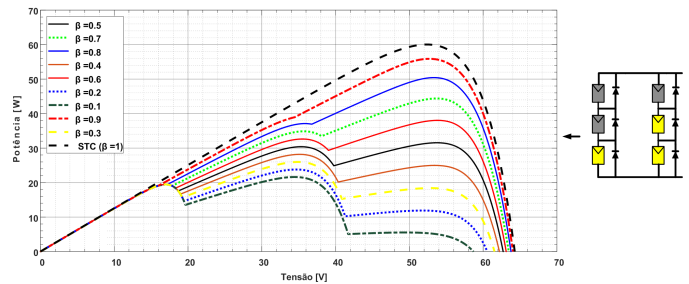


Figura 10. Curva P-V da associação de seis módulos em paralelo com sombreamento parcial em 3 módulos em diferentes colunas.

Similarmente a condição de sombreamento apresentada na Figura 9, na Figura 10 a potência máxima do sistema fotovoltaica é altamente sensível ao percentual do sombreamento. Isso significa que os módulos sombreados sempre contribuem para potência de saída da matriz. Essa observação pode ser confirmada na Tabela 7 onde mostra que a potência é inversamente proporcional ao percentual do sombreamento.

Tabela 7. Variação MPP para o arranjo da Figura 10.

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0,9	0,28	-7,13	-6,86
0,8	1,44	-17,13	-15,93
0,7	2,03	-27,50	-26,03
0,6	2,31	-38,05	-36,61
0,5	2,29	-48,61	-47,43
0,4	-33,2	-29,69	-53,03
0,3	-33,21	-35,18	-56,71
0,2	-33,78	-40,14	-60,36
0,1	-34,51	-45,00	-63,98

Caso 8 Corresponde a associação de seis módulos conectados em série-paralelo com sombreamento de quatro módulos distribuídas ao longo da matriz conforme mostra a Figura 11.

A matriz fotovoltaica da Figura 11 experimenta dois níveis de irradiâncias sempre que uma curva é simulada. Porém, diferente da Figura 10, a curva P-V vista na Figura 11 apresenta apenas dois máximos locais. Conforme argumentado anteriormente isso deve-se porque agora a matriz fotovoltaica apresenta apenas duas diferentes correntes de linha. Ou seja, a soma das irradiâncias das duas primeiras linhas são iguais uma da outra e, diferente da terceira linha.

Percebe-se a partir da Figura 11 e da Tabela 8 que a potência máxima nem sempre diminui com o aumento do percentual do sombreamento. A partir de 300 W/m^2 a potência se mantém constante mesmo que o percentual do sombreamento aumente.

As simulações apresentadas nesta seção consideram várias condições de sombreamento parcial, incluindo sombreamento leve, sombreamento pesado, pequeno número de

5. RESULTADOS

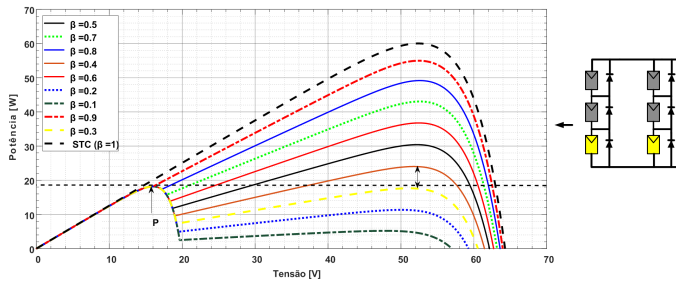


Figura 11. Curva P-V da associação de seis módulos em paralelo com 4 módulos sombreados em diferentes colunas

Tabela 8. Variação MPP para o arranjo da Figura 11.

β	$\Delta V_{MPPT}[\%]$	$\Delta I_{MPPT}[\%]$	$\Delta P_{MPPT}[\%]$
1	0	0	0
0,9	-0,30	-8,08	-8,36
0,8	0,26	-18,26	-18,05
0,7	-0,01	-28,23	-28,25
0,6	0,00	-38,73	-38,73
0,5	-0,32	-49,16	-49,33
0,4	-1,46	-59,37	-59,96
0,3	-69,57	0,00	-69,7
0,2	-69,57	0,00	-69,7
0,1	-69,57	0,00	-69,7

módulos sombreados, grande número de módulos sombreados, porém sempre com dois níveis de sombreamento. Essas condições de sombreamento parcial cobrem praticamente todas as condições possíveis de sombreamento parcial que podem ser experimentadas por uma matriz fotovoltaica com três linhas e duas colunas dos Santos et al. (2011). Portanto, as condições simuladas devem ser suficientes para concluir os pontos críticos de uma matriz fotovoltaica, dependem da configuração, tamanho da matriz e do número de módulos sombreados.

Sempre que o ponto crítico é atingido, o MPP global corresponde ao pico mais a esquerda ou seja ao primeiro máximo local. Mais uma vez, essa é uma observação importante pois, pode ser incluída nas técnica de rastreamento de máxima potência. Isso porque conhecendo-se as irradiâncias no qual o ponto crítico é atingido, conhece-se também a localização do máximo global. O que reduziria significativamente o esforço computacional.

O pico de potência mais alto reduz significativamente à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui, independentemente do número de módulos sombreados na matriz fotovoltaica. Por outro lado, o pico de potência mais baixo (ponto P em todas as figuras desta seção) dificilmente muda à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui. Isso ocorre porque o pico de potência mais alto de uma matriz fotovoltaica é formado pelos módulos fotovoltaicos sombreados e não sombreados na matriz fotovoltaica. Portanto, com exceção do primeiro máximo local, máximos locais subsequentes são sensíveis ao sombreamento experimentados pela matriz fotovoltaica. Isso quer dizer que o primeiro máximo local é insensível e, essa observação pode ser verificada em todas as simulações.

A fim de avaliar a influência do sombreamento na eficiência da matriz fotovoltaica fez-se uma série de simulações. Utilizando o software Matlab/Simulink, apresentou-se graficamente a influencia do nível e geometria do sombreamento.

O posicionamento e o nível de irradiância dos módulos sombreadas interfere diretamente na energia gerada pela matriz fotovoltaica. Para irradiâncias maiores ou iguais a $310 W/m^2$ observa-se que uma maior potência de saída é obtida, nos casos em que os dois sombreados estão agrupadas em uma mesma coluna, conforme a Figura 12. O mesmo não se pode dizer quando as irradiâncias dos módulos sombreados são menores que $310 W/m^2$. Nesse último caso, é melhor que os módulos estejam em colunas separadas. Isso deve-se ao ponto crítico. Pois conforme pode ser visto na Figura 12, a configuração **2M** não possui ponto crítico.

Ou seja, até que o ponto crítico seja atingido, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos estão em uma mesma coluna. Porém, após o ponto crítico ser atingido, a condição de menor impacto depende do nível de irradiância. Por exemplo, para irradiâncias inferiores a $310 W/m^2$ a condição de menor impacto ocorre quando os módulos estão em colunas separadas.

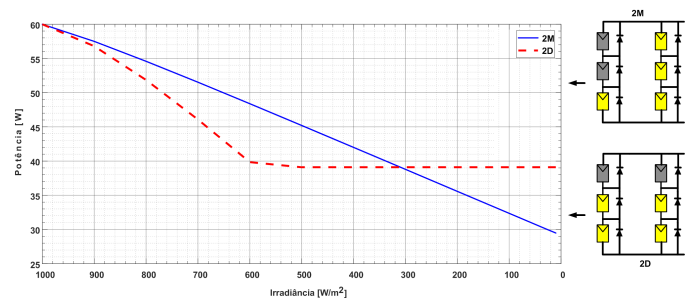


Figura 12. Impacto do sombreamento na potência de saída.

O sombreamento de dois módulos pode ocorrer de maneira que ambos os módulos sombreados estejam na mesma coluna ou em colunas separadas conforme mostra a Figura 13. Para essa condição, antes do ponto crítico (irradiâncias acima de $400 W/m^2$) a condição de menor impacto ocorre quando os módulos parcialmente sombreados estão em uma mesma coluna. Por outro lado, se as irradiâncias forem iguais ou inferiores a $400 W/m^2$, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos encontram-se em colunas separadas.

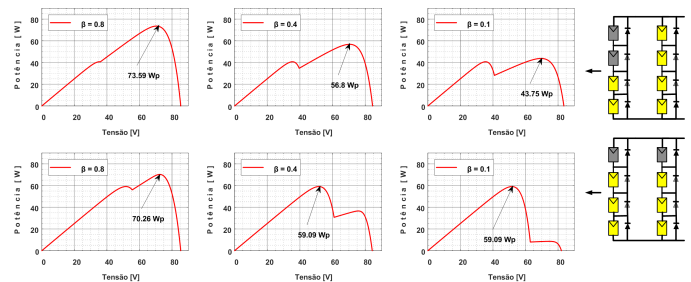


Figura 13. Curvas P-V de uma matriz 4x2 com dois módulos sombreados.

A Figura 14 mostra que sempre que o número de módulos sombreados for igual ao número de módulos conectados em série, é melhor que todos os módulos estejam em uma só coluna. Isso permite que a outra coluna forneça toda sua energia. Nota-se na Figura 14 que quando os módulos estão em colunas separadas, a matriz fotovoltaica atinge o seu ponto crítico quando as irradiancias estão compreendidas entre 500 W/m^2 e 400 W/m^2 .

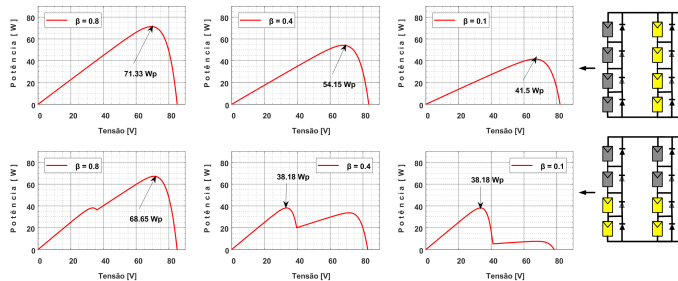


Figura 14. Curvas P-V de uma matriz 4x2 com quatro módulos sombreados.

Os resultados simulados são consistentes com os resultados encontrados na literatura. Por fim, esse tipo de exame pode ser aplicado para comparar as formas de onda das Figuras 12, 13 e 14. Considerando o mesmo número de módulos sombreados em uma matriz fotovoltaica, percebeu-se que a posição dos módulos sombreados é mais importante do que o número de módulos sombreados.

Neste artigo, adotou-se a metodologia proposta por Cambambi (2020), para identificar e estabelecer a relação entre a posição e o número de módulos fotovoltaicos sombreados, em relação à energia convertida para essas condições. Equações analíticas dos módulos fotovoltaicos para todas as suas possíveis conexões série, paralelo e série-paralelo foram apresentadas em (Cambambi, 2020). Os menores valores de potência foram obtidos para a conexão em série, enquanto o melhor resultado ocorre para a conexão em série-paralelo.

6. CONCLUSÃO

Os sistemas fotovoltaicos são altamente suscetíveis ao sombreamento parcial. A potência máxima de um sistema fotovoltaico pode reduzir drasticamente quando ocorre um sombreamento parcial. A suscetibilidade de sombreamento parcial pode variar com base nos padrões de sombreamento parcial, intensidade do sombreamento e a configuração empregada na conexão de todos os módulos fotovoltaicos no sistema fotovoltaico.

Os resultados obtidos demonstram que em uma matriz série-paralelo fotovoltaica parcialmente sombreada, se os níveis de irradiância estiverem acima do ponto crítico, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados na mesma coluna. Esse resultado é compatível com os resultados obtidos por (dos Santos et al., 2011). No entanto, se os níveis de irradiâncias forem iguais ou inferiores ao ponto crítico, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados em coluna distintas. Por fim, conclui-se, os sistemas fotovoltaicos são sensíveis ao sombreamento até que um ponto crítico seja atingido.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001 e do Fundo de Incentivo à Pesquisa (FIPE) da Universidade Federal de Santa Maria.

REFERÊNCIAS

- Anjum, S., Mukherjee, V., and Mehta, G. (2021). Modelling and simulation of addoku based reconfiguration technique to harvest maximum power from photovoltaic array under partial shading conditions. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 102447.
- Cambambi, C.A. (2020). Impacto do sombreamento na potência de saída de uma matriz fotovoltaica com diodos de bypass.
- dos Santos, P., Vicente, E.M., and Ribeiro, E.R. (2011). Relationship between the shading position and the output power of a photovoltaic panel. In *XI Brazilian Power Electronics Conference*, 676–681.
- Fadhel, S., Diallo, D., Delpha, C., Migan, A., Bahri, I., Trabelsi, M., and Mimouni, M.F. (2020). Maximum power point analysis for partial shading detection and identification in photovoltaic systems. *Energy Conversion and Management*, 224, 113374.
- Kour, J. and Shukla, A. (2021). Comparative analysis of different reconfiguration schemes for power enhancement under various shading scenarios. *Solar Energy*, 230, 91–108.
- Kreft, W., Filipowicz, M., and Żołądek, M. (2020). Reduction of electrical power loss in a photovoltaic chain in conditions of partial shading. *Optik*, 202, 163559.
- Moger, T. et al. (2021). Investigation of power losses on solar photovoltaic array interconnections under mismatch conditions. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, 6(1), 1–23.
- Pascasio, J.D.A., Esparcia Jr, E.A., Castro, M.T., and Ocon, J.D. (2021). Comparative assessment of solar photovoltaic-wind hybrid energy systems: A case for philippine off-grid islands. *Renewable Energy*, 179, 1589–1607.
- Silvestre, S., Boronat, A., and Chouder, A. (2009). Study of bypass diodes configuration on pv modules. *Applied Energy*, 86(9), 1632–1640.
- Teo, J., Tan, R.H., Mok, V., Ramchandaramurthy, V.K., and Tan, C. (2018). Impact of partial shading on the pv characteristics and the maximum power of a photovoltaic string. *Energies*, 11(7), 1860.
- Teo, J., Tan, R.H., Mok, V., Ramchandaramurthy, V.K., and Tan, C. (2020). Impact of bypass diode forward voltage on maximum power of a photovoltaic system under partial shading conditions. *Energy*, 191, 116491.
- Tian, L., Huang, Y., Liu, S., Sun, S., Deng, J., and Zhao, H. (2021). Application of photovoltaic power generation in rail transit power supply system under the background of energy low carbon transformation. *Alexandria Engineering Journal*, 60(6), 5167–5174.
- Villalva, M.G., Gazoli, J.R., and Ruppert Filho, E. (2009). Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. In *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, 1244–1254.