

COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOB CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO PARCIAL

HUGO SOEIRO MOREIRA, MARCOS VINÍCIOS GOMES DOS REIS, KAREN BARBOSA DE MELO, MICHELLE KITAYAMA DA SILVA, MARCELO GRADELLA VILLALVA*, THAIS GAMA DE SIQUEIRA†

**FEEC-Faculdade de Eng. Elétrica e de Computação - UNICAMP - Campinas-SP*

†*ICT-Instituto de Ciência e Tecnologia - UNIFAL - Poços de Caldas-MG*

Emails: moreirahugos@gmail.com, marcosreis_9@yahoo.com.br, karen.bmelo@gmail.com, michelle.kitayama@gmail.com, marcelo@fee.unicamp.br, thais.siqueira@unifal-mg.edu.br

Abstract— Photovoltaic modules require MPPT - *Maximum Power Point Tracking* - systems for increasing efficiency under different operating conditions. Shades, usually caused by passing clouds or nearby objects, make difficult to search the real maximum power point because they cause multiple peaks in the P-V curve. This paper investigates the use of GMPPT - *Global Maximum Power Point Tracking* - techniques for systems under partially shaded conditions. A review of different methods is presented, simulations for three different shading situations are done and the results show a better efficiency of the Fibonacci search method.

Keywords— MPPT, GMPPT, photovoltaic, shading, bypass diode, load-line, Fibonacci, ABC

Resumo— Módulos fotovoltaicos requerem mecanismos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) para a maximização da sua eficiência em diferentes condições operacionais. Sombras, causadas geralmente pela passagem de nuvens ou pela presença de obstáculos próximos, dificultam a busca do ponto de máxima potência real pois originam múltiplos picos na curva P-V. Este artigo investiga a utilização de técnicas de rastreamento da máxima potência global para sistemas parcialmente sombreados (GMPPT - *Global Maximum Power Point Tracking*). Uma revisão de diferentes métodos é feita, simulações para três situações de sombreado diferentes são realizadas e os resultados mostram uma melhor eficiência do método de busca pela sequência de Fibonacci.

Palavras-chave— MPPT, GMPPT, fotovoltaica, sombreado, diodo de bypass, linha de carga, Fibonacci, ABC

1 Introdução

Rastrear o ponto de máxima potência é essencial para um sistema fotovoltaico, assim é garantido que a máxima potência disponível sempre será gerada. Para sistemas sob condições de sombreado parcial (PSC - *Partial Shading Condition*), o objetivo é mais difícil pois a curva P-V apresenta mais de um pico, inabilitando muitas técnicas de MPPT que não conseguem diferenciar máximos locais de máximos globais. Os métodos variam em muitas características: complexidade, número de sensores necessários, velocidade de convergência, custo de implementação, intervalo de eficiência, entre outras (Esrám and Chapman, 2007).

Um método de MPPT global (GMPPT) deve ser eficiente sob PSC e sob condições uniformes. As técnicas de GMPPT apresentam duas fases (Furtado, 2016): a fase global é responsável pela busca do ponto de máxima potência global; e a fase local é responsável por fazer o sistema operar na posição ou na vizinhança do ponto de máxima encontrado pela fase global.

As estratégias de GMPPT são divididas em quatro grupos (Tianhua et al., 2016): métodos de escaneamento global, com estratégias que rastream toda ou quase toda a curva P-V, guardando a informação de todos os pontos; métodos convencionais modificados ou combinados, com estraté-

gias inspiradas em técnicas de MPPT para condições uniformes; métodos baseados em estratégias matemáticas, com estratégias que utilizam modelos matemáticos já utilizados na literatura para outras situações; e métodos de inteligência artificial, com estratégias utilizando redes neurais, lógica fuzzy ou métodos meta-heurísticos.

2 Métodos de MPPT para condições de sombreado parcial

2.1 Métodos de escaneamento global

Para um sistema fotovoltaico sob condições uniformes, a busca pelo ponto de máxima potência é mais fácil. O ponto de máxima potência geralmente encontra-se entre 71% e 80% da tensão de circuito aberto do arranjo (Esrám and Chapman, 2007), fazendo com que alguns autores adotem o método da fração de tensão de circuito aberto (Noh et al., 2002). Esse método tem uma complexidade de implementação baixa, entretanto não apresenta boa eficiência (Fernando L. Tofoli and de Paula, 2015).

A relação entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto deixa de ser válida no momento em que o sistema sofre sombreado parcial, pois a curva de potência do sistema pode apresentar picos em outros locais mais afastados

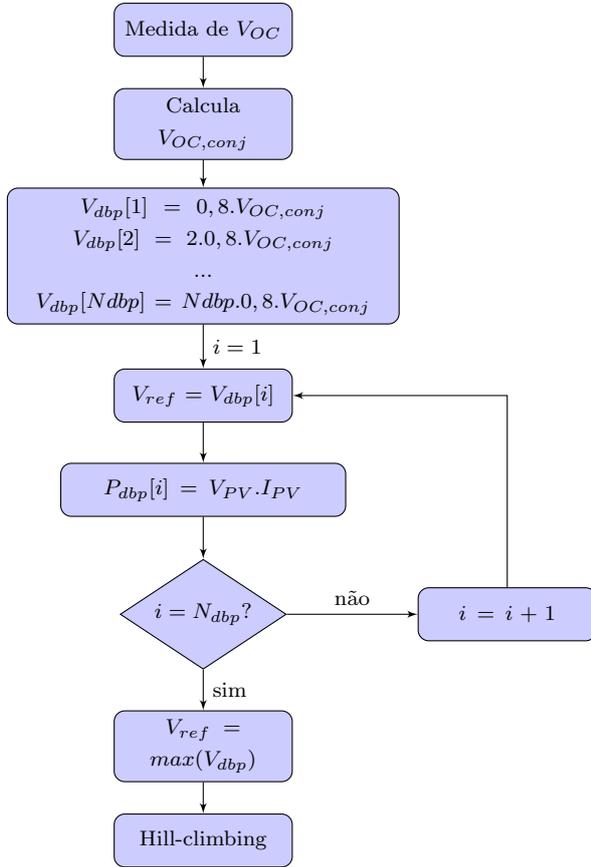


Figura 1: Fluxograma do algoritmo do rastreamento pelo número de diodos de *bypass*.

da tensão de circuito aberto. O método de rastreamento pelo número de diodos de *bypass* leva em consideração apenas os locais possíveis de aparecer um ponto de máxima.

Para utilização desse método de rastreamento, é necessário conhecimento prévio de informações do arranjo fotovoltaico: o número de módulos por string e de diodos de *bypass* por módulo. O valor da tensão de circuito aberto é medido periodicamente.

Para não haver a necessidade de fazer medições periódicas do valor da tensão de circuito aberto, alguns autores (Ramyar et al., 2017) (Kouchaki et al., 2013) adicionam um sensor de temperatura ao sistema e, com os valores de *datasheet* de tensão de circuito aberto e coeficiente de tensão, conseguem estimar a tensão de circuito aberto de momento. Neste trabalho será apresentado o método de rastreamento pelo número de diodos de *bypass* clássico usado na maioria dos trabalhos sobre o tema, sem a utilização de sensor de temperatura (Alik et al., 2015).

O objetivo do método é levar o menor tempo possível procurando o GMPP, por isso consideram-se apenas os pontos próximos dos divisores da tensão de circuito aberto. Parte do algoritmo se dedica à busca global do ponto de máxima, essa sub-rotina seleciona apenas valores de

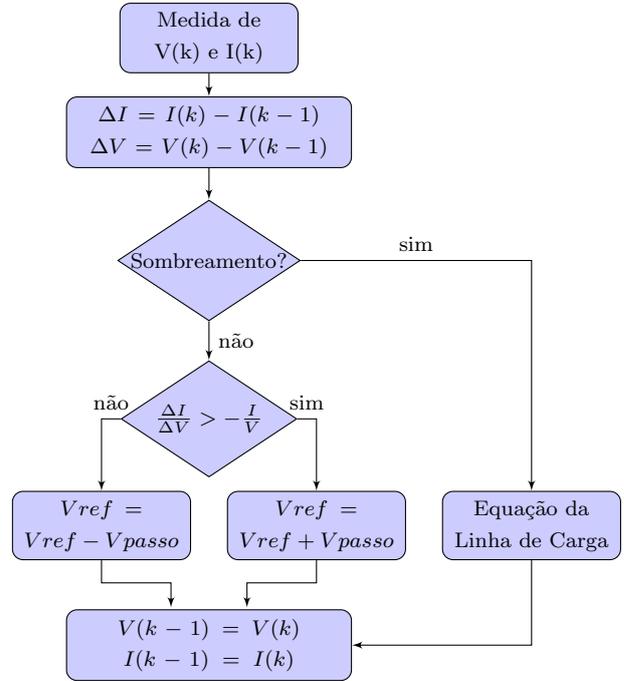


Figura 2: Fluxograma do algoritmo de linha de carga tipos I e II.

tensão de referência possíveis. Esses valores são calculados utilizando a tensão de circuito aberto, o número de módulos por *string* e o número de diodos de *bypass* por módulo, de acordo com as Equações (1) e (2).

$$V_{OC,conj} = \frac{V_{OC}}{N_{dbp}} \quad (1)$$

$$V_{dbp} [i] = i,0,8.V_{OC,conj} \quad i = [1 : N_{dbp}] \quad (2)$$

Nas equações anteriores $V_{OC,conj}$ é a tensão de circuito aberto do conjunto de células em paralelo com cada diodo de *bypass*, V_{OC} é a tensão de circuito aberto de todo o arranjo fotovoltaico, N_{dbp} é o número de diodos de *bypass* presentes na *string*, e V_{dbp} são os valores possíveis de tensão nesse método. O fluxograma do método está presente na Figura 1.

2.2 Métodos convencionais modificados ou combinados

O método da linha de carga, considerado simples (Bidram et al., 2012), utiliza a estratégia de escolher o ponto de partida da técnica de *hill-climbing* correto após o acontecimento de um sombreamento. Para isso, utiliza-se uma linha de carga para transladar o ponto de operação para próximo do GMPP.

O sistema inicia com uma técnica de *hill-climbing* clássica, utilizada para encontrar o ponto de máxima e manter o sistema operando em suas proximidades. Quando há uma variação brusca

na potência, o sistema entende como um possível sombreamento e muda seu ponto de operação levando em consideração a linha de carga. Esse método é encontrado em dois tipos (I e II) na literatura (Esrám and Chapman, 2007).

No Tipo I (Kobayashi et al., 2003), a linha de carga é definida na curva I-V do ponto (0, 0) até o ponto (V_{mpp}, I_{mpp}) . Esse método considera que a tensão e a corrente de máxima potência são razões fixas da tensão de circuito aberto e da corrente de curto circuito, respectivamente, de acordo com as Equações (3) e (4).

$$V_{mp} = K_V \cdot V_{oc} \quad (3)$$

$$I_{mp} = K_I \cdot I_{sc} \quad (4)$$

Quando um sombreamento é detectado, o ponto de operação é mudado para a intersecção entre a linha de carga e a curva I-V, e a partir desse novo ponto a rotina de *hill-climbing* é reiniciada.

No Tipo II (Ji et al., 2011), a linha de carga é definida na curva I-V do ponto (0, 0) até o ponto (V_{oc}, I_{sc}) . Essa linha de carga é usada para auxiliar o cálculo do novo ponto de operação do sistema quando um sombreamento é detectado. O cálculo da nova posição do ponto de operação é realizado pela Equação (5).

$$V_{PV}^* = \frac{N_{SS} V_{OC}}{N_{PP} I_{SC}} \cdot I_{PV(shading)} \quad (5)$$

Na Equação (5) V_{PV}^* é a tensão do novo ponto de operação, N_{SS} é o número de módulos em série na string, N_{PP} é o número de strings, V_{OC} e I_{SC} são a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito quando o sistema está sob condições uniformes de irradiância e temperatura, respectivamente, e $I_{PV(shading)}$ é a corrente fotovoltaica após ocorrer o sombreamento.

O fluxograma válido para ambos os tipos do método de linha de carga é mostrado na Figura 2.

2.3 Métodos baseados em estratégias matemáticas

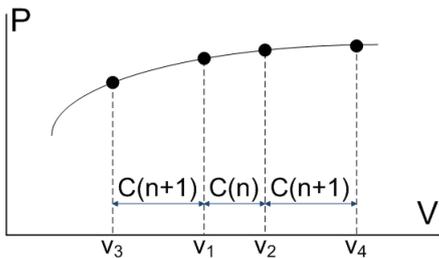


Figura 3: Busca pela sequência de Fibonacci.

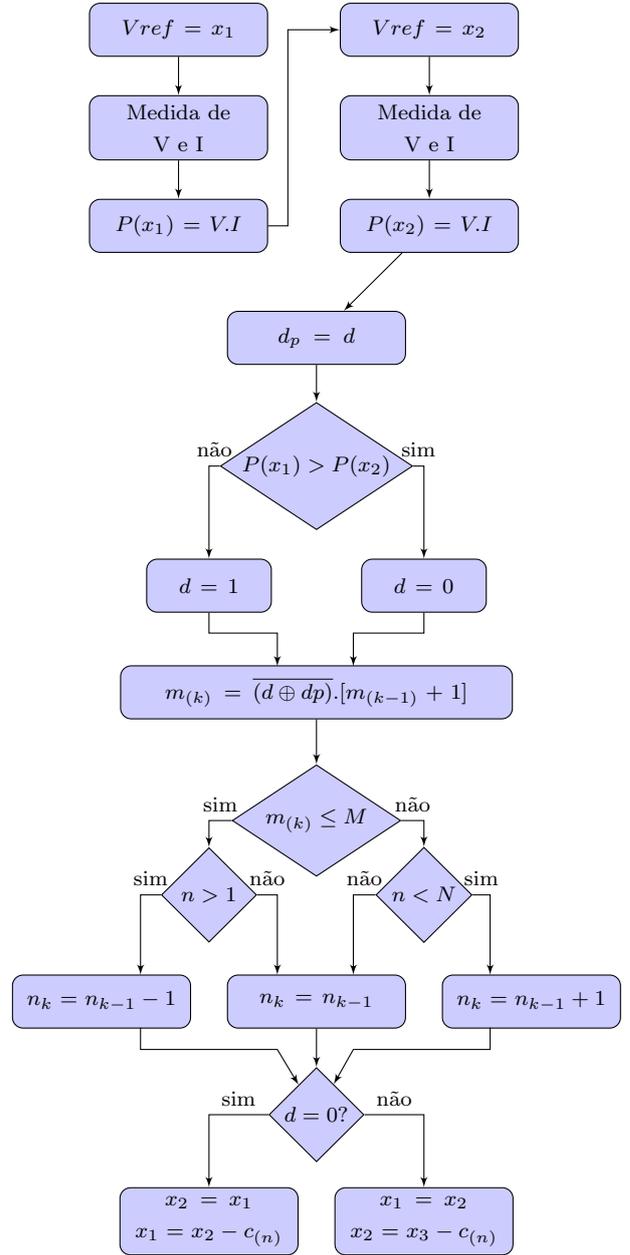


Figura 4: Fluxograma da busca pela sequência de Fibonacci.

O primeiro valor da sequência de Fibonacci é zero (0), o segundo valor é um (1), e os subsequentes são o resultado da soma dos últimos dois valores da sequência, como mostra a Equação (8).

$$\begin{cases} Fib_0 = 0 \\ Fib_1 = 1 \\ Fib_n = Fib_{n-2} + Fib_{n-1}, n \geq 2 \end{cases} \quad (6)$$

Logo, a sequência de Fibonacci fica como mostrado em (7).

$$0, 1, 1, 2, 3, 5, 8, 13, 21, 34, 55, 89, 144, \dots \quad (7)$$

Dada uma função, quatro valores no eixo das abscissas são tomados, sendo que a diferença en-

tre eles são dois valores seguidos da sequência de Fibonacci, como mostrado na Figura 3, onde, c representa os valores da sequência.

Os valores correspondentes no eixo das ordenadas do segundo e terceiro valor são calculados e duas decisões devem tomadas: o sentido da busca, e se a mesma amplia ou encolhe.

O sentido da busca é definido pela comparação dos valores correspondentes no eixo das ordenadas:

$$\begin{cases} \text{Se } P(v_1) > P(v_2) & \text{busca para a esquerda} \\ \text{Se } P(v_1) < P(v_2) & \text{busca para a direita} \end{cases} \quad (8)$$

A busca tende a encolher a menos que a escolha do sentido se repita M vezes. O fluxograma que representa a técnica de otimização pelo método da sequência de Fibonacci está representado na Figura 4. Os valores de M e n (posição inicial da sequência de Fibonacci) são escolhidos - essa escolha depende da quantidade de placas em série em cada *string* e da experiência do projetista.

2.4 Métodos de inteligência artificial

O método das abelhas (ABC - *Artificial Bee Colony*) é um método meta-heurístico bioinspirado no movimento das abelhas para encontrar o melhor lugar para coletar o néctar das flores (Sundareswaran et al., 2015).

Durante o processo de busca e extração de néctar existem três tipos de abelhas: empregadas, espectadoras e batadoras. Inicialmente, as abelhas empregadas saem da colmeia à procura de locais com néctar, voltam à colmeia e passam essa informação às espectadoras. As abelhas espectadoras fazem uma busca nos arredores da melhor posição encontrada pelas empregadas. Uma abelha empregada se torna batadora quando o seu local de busca não é selecionado, e sai à procura de outro lugar aleatoriamente. O número de abelhas empregadas é igual ao número de abelhas espectadoras.

Algumas modificações são feitas no método quando utilizado como MPPT. Para aplicação como MPPT, cada posição de uma abelha é um valor de tensão fotovoltaica e a quantidade de néctar de cada posição é o valor da potência referente à tensão fotovoltaica.

Inicialmente, todas as abelhas (empregadas e espectadoras) são posicionadas, aleatória ou uniformemente, dentro do espaço de solução.

As potências referentes a cada valor de tensão são medidas e comparadas. As abelhas pertencentes à metade com melhores valores de potência são chamadas de empregadas, as outras são chamadas de espectadoras.

Em seguida acontece a fase da abelha empregada. Cada abelha empregada atualiza sua posição de acordo com a Equação (9) e as potências

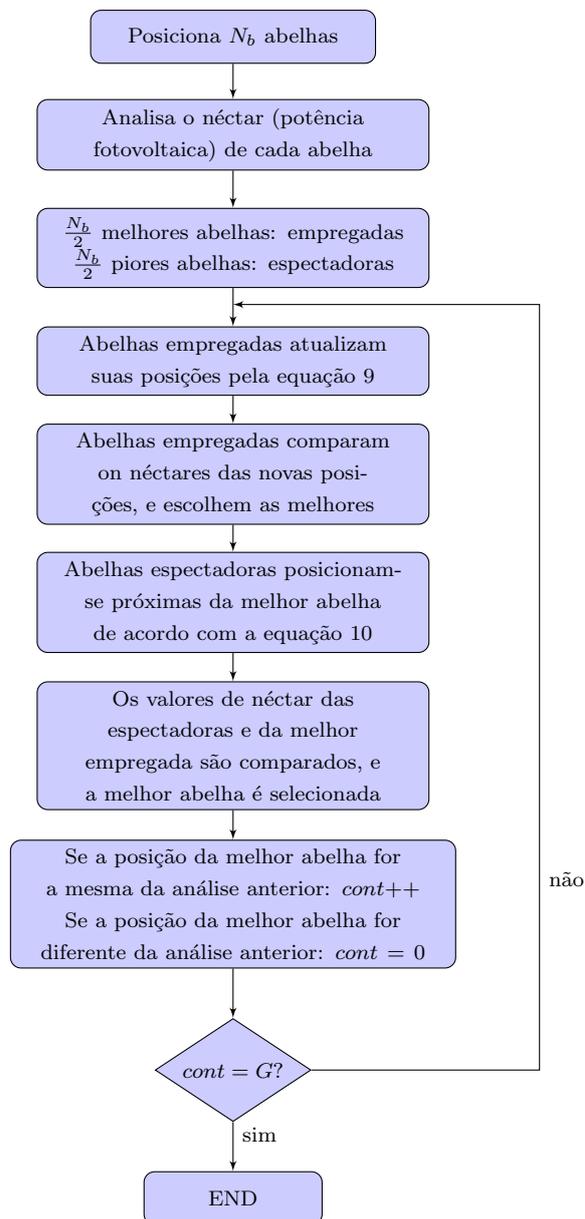


Figura 5: Fluxograma do algoritmo da colônia artificial de abelhas - ABC.

referentes são calculadas. Se a potência na nova posição da abelha empregada for maior que a anterior, ela permanece no novo local, caso contrário ela retorna para a posição anterior.

Então acontece a fase da abelha espectadora. As abelhas espectadoras escolhem posições aleatórias próximas à abelha empregada de maior valor de potência de acordo com a Equação (10). As potências referentes às posições das abelhas espectadoras são medidas e comparadas com a potência da abelha empregada escolhida. Essa abelha move-se para a posição com maior valor de potência ou permanece em sua posição caso nenhuma abelha espectadora tenha encontrado um valor superior.

$$v_{i(k+1)} = v_{i(k)} + \phi(v_{i(k)} - v_{j(k)}) \quad (9)$$

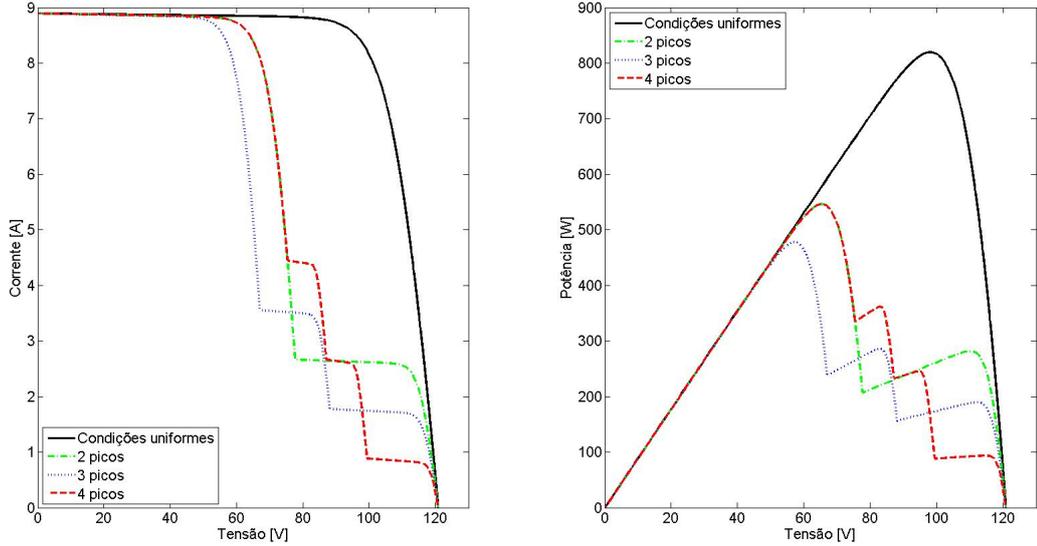


Figura 6: Curvas I-V e P-V sem sombreamento e sob PSC.

$$v_{i(k+1)} = v_{h(k)} + \frac{\phi(v_{max} - v_{min})}{\frac{N_b}{2} - 1} \quad (10)$$

Nas Equações (9) e (10) tem-se que $v_{i(k+1)}$ e $v_{i(k)}$ são as posições da abelha i nas iterações $k+1$ e k , respectivamente, ϕ é um número aleatório dentro do intervalo $[-1,1]$, $v_{j(k)}$ é a posição da abelha j escolhida aleatoriamente mas diferente de i , $v_{h(k)}$ é a posição da abelha com maior quantidade de néctar, v_{max} e v_{min} representam os limites de busca superior e inferior, respectivamente, e N_b é o número total de abelhas.

Ao final, o sistema escolhe a melhor posição encontrada e repete as fases das abelhas empregada e espectadora. A busca é finalizada quando a melhor posição encontrada permanece a mesma por cinco vezes consecutivas. O fluxograma que representa a técnica de otimização pelo método das abelhas está representado na Figura 5.

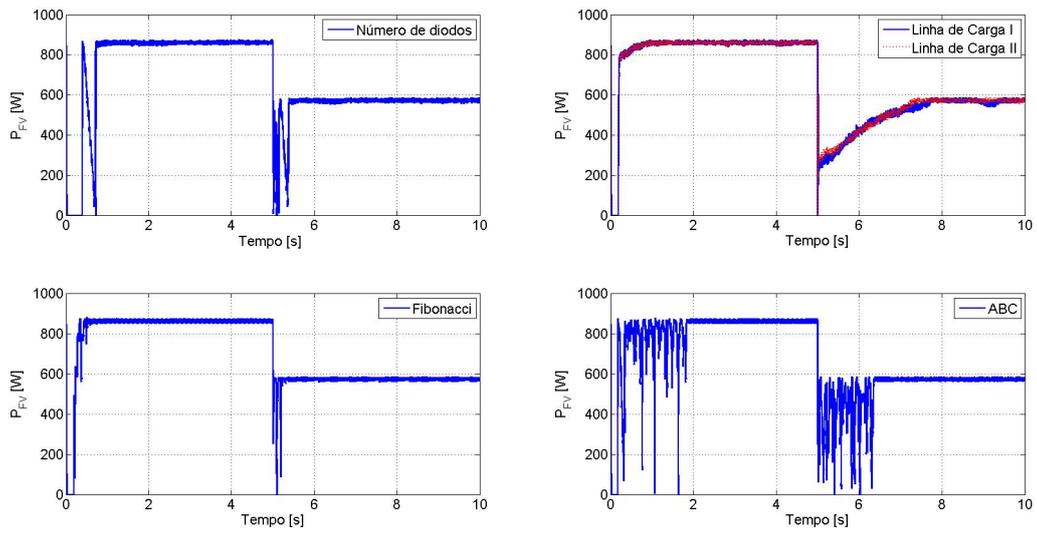
3 Comparação entre os métodos de MPPT sob PSC

Para a análise dos métodos apresentados anteriormente, foi considerada uma *string* com quatro módulos fotovoltaicos em série com operação sob condições uniformes e sob PSC. Nas simulações feitas, o sistema inicialmente começa sob condições uniformes com todos os módulos sob irradiância de $1000W/m^2$, depois ocorre um sombreamento parcial na *string* fazendo com que sua curva P-V apresente mais de um pico.

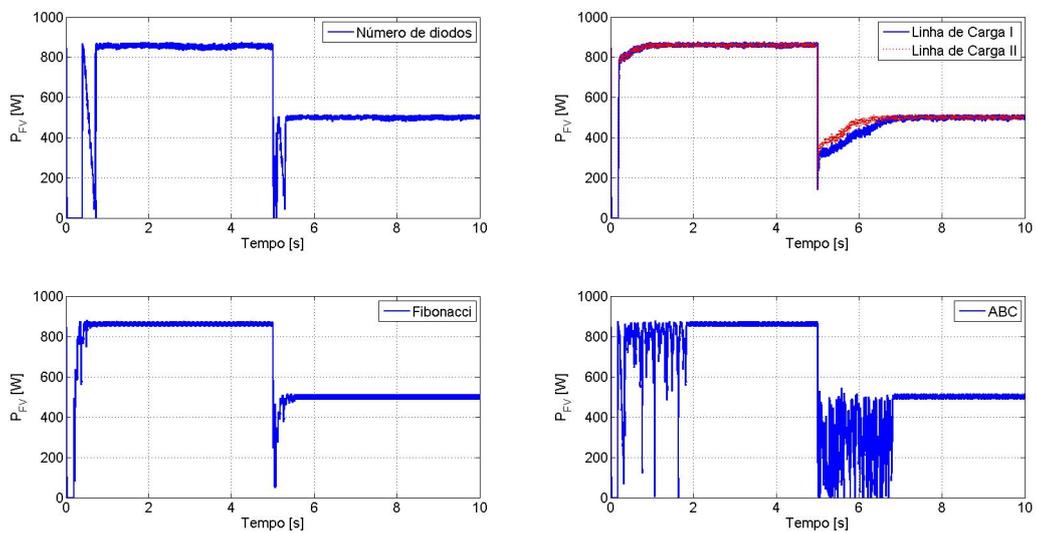
Foram simuladas três condições de sombreamentos parciais diferentes. As curvas P-V parcialmente sombreadas apresentam dois, três, ou quatro picos, e podem ser vistas na Figura 6. Para

modelar a *string* sob efeito de sombreamento parcial foi utilizado um método de interpolação descrito no trabalho (Moreira, e Oliveira, dos Reis, Guerreiro, Villalva and de Siqueira, 2017) e para extrair a energia dos módulos fotovoltaicos foi utilizado o conversor CC-CC-CA descrito no trabalho (Moreira, dos Reis, de Araujo, e Oliveira and Villalva, 2017).

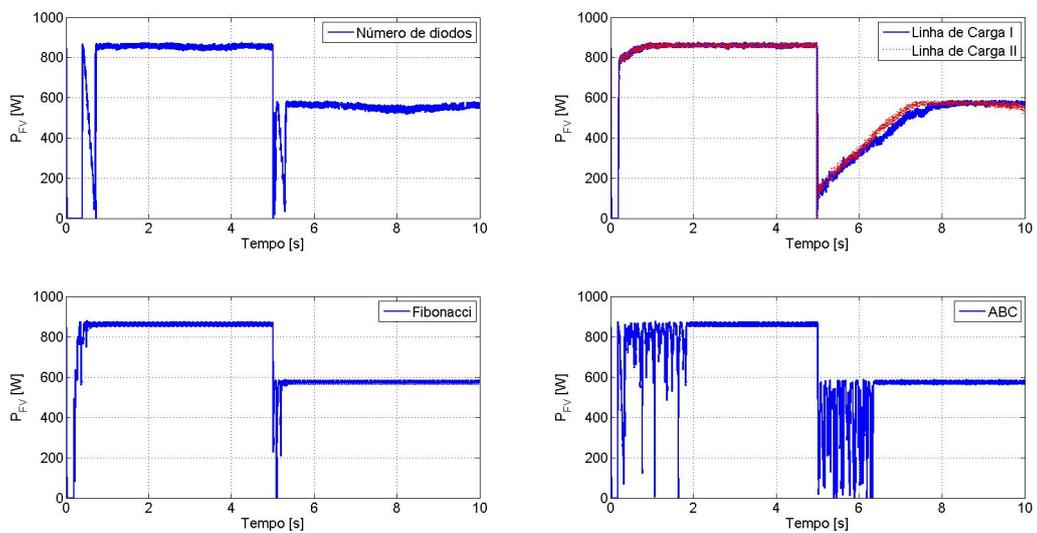
Os resultados presentes na Figura 7 mostram o desempenho dos quatro métodos estudados. Todos conseguiram encontrar o GMPP nas três situações de sombreamento parcial, entretanto em tempos diferentes. Os métodos do número de díodos e de Fibonacci apresentaram as buscas mais rápidas, respectivamente, 0,347s e 0,272s. O método ABC apresentou uma média de 1,524s para encontrar o GMPP e os métodos de linha de carga um média de 2,573s. Entretanto, a variação de potência gerada pelos métodos de linha de carga é consideravelmente mais suave em comparação com o ABC.



(a)



(b)



(c)

Figura 7: Potência extraída dos módulos fotovoltaicos sob condições uniformes e sob PSC com curvas P-V apresentando (a) dois picos (b) três picos (c) quatro picos.

4 Conclusões

Este artigo apresentou uma comparação de quatro métodos diferentes de rastrear o ponto de máxima potência quando o sistema fotovoltaico se encontra sob condições de sombreamento parcial. Cada método encontra-se dentro de uma sub-divisão desse tipo de rastreamento. A explicação detalhada e o fluxograma de cada método foram apresentados.

Cada método de GMPPT foi simulado em três situações de sombreamento parcial diferentes. Os métodos do número de diodos de bypass (0,347s) e de Fibonacci (0,272s) apresentaram desempenho superior aos métodos de linha de carga (2,573s) e ABC (1,524s).

Agradecimentos

Este trabalho foi parcialmente apoiado pelas agências CNPq, CAPES e FAPESP (Processo No. 2016/08645-9) e pelas empresas CPFL (Projeto ANEEL/PA3032-Campus Sustentável) e BYD Energy do Brasil (programa MCTIC-PADIS).

Referências

- Alik, R., Jusoh, A. and Shukri, N. A. (2015). An improved perturb and observe checking algorithm mppt for photovoltaic system under partial shading condition, *2015 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*, pp. 398–402.
- Bidram, A., Davoudi, A. and Balog, R. S. (2012). Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays, *IEEE Journal of Photovoltaics* **2**(4): 532–546.
- Esrām, T. and Chapman, P. L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **22**(2): 439–449.
- Fernando L. Tofoli, D. C. P. and de Paula, W. J. (2015). Comparative study of maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems, *International Journal of Photoenergy* pp. 1–10.
- Furtado, A. M. S. (2016). Técnicas de seguimento do ponto de máxima potência para sistema fotovoltaicos com sombreamento parcial - dissertação de mestrado, *Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)*.
- Ji, Y. H., Jung, D. Y., Kim, J. G., Kim, J. H., Lee, T. W. and Won, C. Y. (2011). A real maximum power point tracking method for mismatching compensation in pv array under partially shaded conditions, *IEEE Transactions on Power Electronics* **26**(4): 1001–1009.
- Kobayashi, K., Takano, I. and Sawada, Y. (2003). A study on a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions, *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, Vol. 4, p. 2617 Vol. 4.
- Kouchaki, A., Iman-Eini, H. and Asaei, B. (2013). A new maximum power point tracking strategy for pv arrays under uniform and non-uniform insolation conditions, *Solar Energy* **91**: 221 – 232.
- Moreira, H. S., dos Reis, M. V. G., de Araujo, L. S., e Oliveira, T. P. and Villalva, M. G. (2017). An experimental comparative study of perturb and observe and incremental conductance mppt techniques for two-stage photovoltaic inverter, *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, pp. 1–6.
- Moreira, H. S., e Oliveira, T. P., dos Reis, M. V. G., Guerreiro, J. F., Villalva, M. G. and de Siqueira, T. G. (2017). Modeling and simulation of photovoltaic systems under non-uniform conditions, *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pp. 1–6.
- Noh, H.-J., Lee, D.-Y. and Hyun, D.-S. (2002). An improved mppt converter with current compensation method for small scaled pv-applications, *IEEE 2002 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society. IECON 02*, Vol. 2, pp. 1113–1118 vol.2.
- Ramyar, A., Iman-Eini, H. and Farhangi, S. (2017). Global maximum power point tracking method for photovoltaic arrays under partial shading conditions, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **64**(4): 2855–2864.
- Sundareswaran, K., Sankar, P., Nayak, P. S. R., Simon, S. P. and Palani, S. (2015). Enhanced energy output from a pv system under partial shaded conditions through artificial bee colony, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **6**(1): 198–209.
- Tianhua, Z., Yusen, F., Feng, W., Yang, Y. and Fang, Z. (2016). Comparison of global maximum power point tracking methods under partial shading conditions, *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 1–4.