DOI: 10.48011/asba.v2i1.1199

Rastreamento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sob condições de sombreamento usando rede neural artificial.

Tiago Targino * **Luciana Martinez** * **André Tahim** *

* *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Bahia, BA, (e-mail: tiago.targino@ufba.br).*

Abstract: This paper proposes a method of maximum power point tracking for photovoltaic systems combining an Artifical Neural Network (ANN) with the Incremental Conductance (InC) method. Although it's been largely applied, the InC method generally fails to track the Maximum Power Point (MPP) in a partial shading condition. For this reason, an ANN was trained for the purpose of providing an initial reference voltage that will guarantee the InC method to track the MPP in these conditions. Different levels of partial shading conditions are analyzed for an array of varied numbers of solar panels, comparing the InC method with and without the RNA. Results show the system with the ANN converged to the MPP in all considered cases.

Resumo: Este trabalho propõe um método de rastreamento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos combinando uma Rede Neural Artificial (RNA) com a técnica da Condutância Incremental (CIn). Apesar de bastante aplicada, a técnica CIn geralmente falha em rastrear o Ponto de Máxima Potência (PMP) sob condições de sombreamento parcial. Por essa razão, uma RNA foi treinada com objetivo de fornecer uma tensão de referência inicial que garante que o rastreamento pela CIn busque o PMP nessas condições. São analisadas diferentes condições de sombreamento para um arranjo de quantidade variável de painéis, comparando a técnica CIn com e sem a utilização da RNA. Os resultados apresentados mostram que o sistema com a RNA convergiu para o PMP em todas as situações consideradas.

Keywords: Photovoltaic systems; Maximum power point tracking; Incremental conductance; Artificial neural networks; DC-DC converter.

Palavras-chaves: Sistemas fotovoltaicos; Rastreamento do ponto de máxima potência; Condutância incremental; Redes neurais artificiais; Conversor CC-CC.

1. INTRODUÇÃO

Devido a influência direta das condições climáticas na produção de energia em um sistema fotovoltaico, garantir que o sistema opere no Ponto de Máxima Potência (PMP) se torna parte fundamental para que não haja perdas energéticas. Dentre os Métodos de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT), os métodos heurísticos, por exemplo o método do Perturba e Observa (P&O) e o método da Condutância Incremental (CIn) são amplamente utilizados por serem eficientes e de simples implementação (Salas et al. (2006)). Essas técnicas utilizam do comportamento típico de uma curva Potência-Tensão (P-V) de uma célula solar para que, através do controle do *Duty Cycle* de um conversor CC-CC, possam alcançar o PMP (Tey and Mekhilef (2014)).

Porém, a condição de sombreamento parcial de um painel solar pode impactar fortemente na eficiência desses métodos. Isso ocorre pois o sombreamento em um painel solar gera máximos locais, ou seja, pontos que possuem valor máximo em determinada vizinhança na curva P-V. Nessas condições, os métodos heurísticos podem convergir para um ponto de máximo local e assim, não rastrear o ponto de máximo global, ponto o qual é possível extrair o maior valor de potência do sistema. Na prática, isso reflete uma perda de energia uma vez que o sistema deixa de operar em sua máxima potência disponível.

Este trabalho propõe a utilização de uma Rede Neural Artifical (RNA) para fornecer uma tensão de referência inicial V_i ao sistema. Essa tensão servirá como um ponto de referência a técnica da CIn a fim de garantir que o rastreamento realizado pelo método comece em uma região a qual convergirá ao máximo global.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema a ser implementado está ilustrado na Figura 1. Dentre os principais blocos considerados estão um arranjo de painéis solares, uma rede neural artificial responsável por prover a tensão inicial de referência V_i; o bloco responsável pelo algoritmo do MPPT; um controlador PI que recebe o erro entre a tensão de referência V_{ref} e a medição da tensão dos painéis V; um estágio de potência composto por um conversor CC-CC e uma carga conectada através do conversor.

A camada de entrada da RNA possui três parâmetros: G_{max} cujo valor é o da radiação máxima medida nos painéis, G_{min} o valor mínimo de radiação e um fator

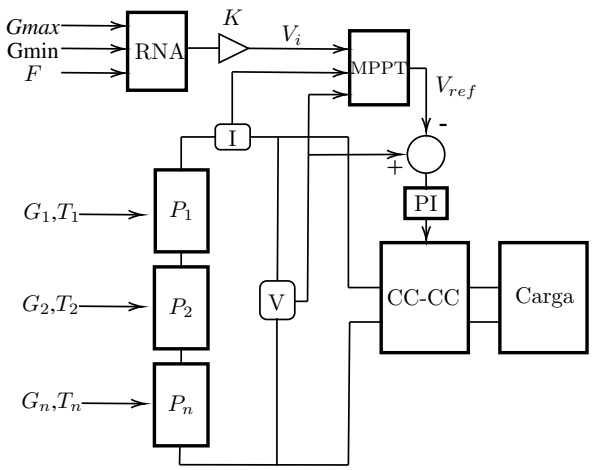

Figura 1. Esquemático completo do sistema proposto.

F que calcula a relação de n módulos afetados pelo sombreamento parcial dado por (1).

$$F = \frac{\sum_{m=1}^{n} s_m}{n} \tag{1}$$

Onde:

$$s_m = \begin{cases} 1, & \text{se } G_m < G_{max} \\ 0, & \text{se } G_m = G_{max} \end{cases} \tag{2}$$

Sendo G_m a medição de radiação solar do módulo solar m. Devido ao alto custo de um piranômetro, instrumento necessário para medição da radiação solar, soluções alternativas menos precisas podem ser consideradas para compor o sistema como, por exemplo, o uso células solares (Orsetti et al. (2016)) ou fotodiodos para estimar um valor de radiação incidente nos módulos fotovoltaicos (Martínez et al. (2009)).

O ganho K, inserido na saída da RNA, garante a possibilidade de mais painéis conectados no arranjo em série. Dessa forma, um ganho linear é aplicado à V_i sempre que um painel extra for inserido ao sistema.

A Figura 2 explica como é definida a tomada de decisão para escolha de V_{ref}. Quando identificado que uma nova tensão V_i foi gerada pela RNA, V_i servirá de referência para controlador PI enquanto a condição $|V_i - V| > 1$ seja válida. Quando essa condição não for mais atendida, passa então a operar o rastreamento do PMP pela técnica da CIn até que um novo V_i seja imposto ao sistema.

3. CÉLULA FOTOVOLTAICA

3.1 Modelagem de uma célula solar

O comportamento de uma célula fotovoltaica pode ser expresso por vários modelos de circuitos. Em um modelo simplificado, a representação da célula pode ser feita por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Porém, um modelo mais completo requer a representação das características não ideais de uma célula. Para isso, utiliza-se uma resistência série R_s e paralela R_p. O modelo

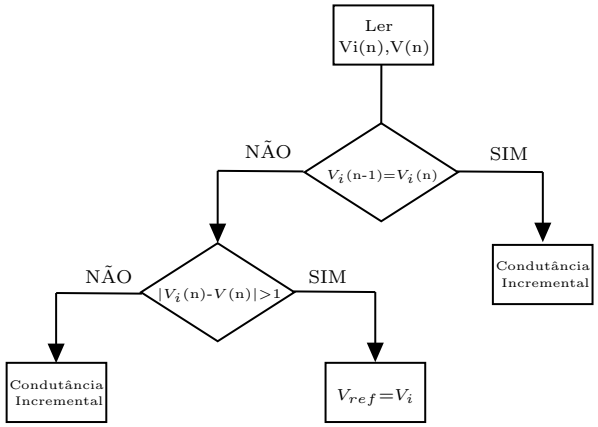

Figura 2. Fluxograma da escolha de tensão de referência.

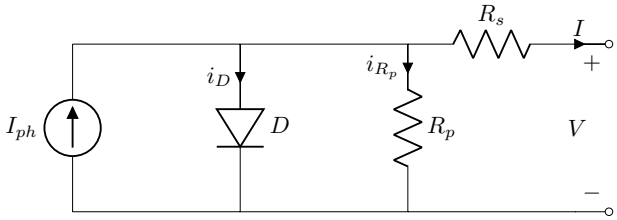

Figura 3. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

da Figura 3, proposto por Gow and Manning (1999), contempla o modelo não ideal de uma célula fotovoltaica.

A corrente no terminal de saída I de uma célula é apresentada por (3):

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left[e^{\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{n_d \cdot K \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \tag{3}$$

Em que I_{ph} representa a corrente gerada pela radiação solar (G), I_o a corrente de saturação reversa da célula solar, q=$1,6 \cdot 10^{-19}$C é a carga do elétron, k=$1,38 \cdot 10^{-23}$J/K é a constante de Boltzmann, T a temperatura em Kelvin, n_d o fator de idealidade do diodo, R_s e R_p as resistências série e paralela.

A Tabela 1 (Supply (2012)) traz as principais características elétricas de um módulo solar que foi selecionado para compor o sistema. De posse das informações da Tabela 1 é possível estimar os valores de R_s e R_p por um procedimento de ajuste sucessivo conforme descrito por Seguel (2009). Dessa forma, determinou-se que R_s =2 mΩ e R_p =32 Ω.

Tabela 1. Características elétricas do módulo fotovoltaico SES 420J BP SX20U 20W.

Parâmetro	STC 1000 (W/m^2)
Máxima Potência (P_{max})	20 W
Tensão em Pmax (V_{mp})	16,8 V
Corrente em Pmax (I_{mp})	1,19 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	21,0 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	1,29 A
Coef. de temperatura de I_{sc}	0,105 %/°C

3.2 Sombreamento parcial

Com a propagação nas instalações de painéis solares no meio urbano a condição de sombreamento parcial se tor-

nou comum, principalmente porque pode ser causada por prédios, árvores, ou qualquer estrutura que impeça a incidência direta de luz em parte dos painéis instalados. Nessa condição, as curvas características de uma célula solar são modificadas devido a relação direta entre a corrente de curto circuito e a radiação solar incidente.

Quando um arranjo fotovoltaico opera sob a condição de sombreamento parcial, a fonte geradora de corrente elétrica cessa em uma parcela desse arranjo. Pelo fato de que todas as células conectadas em série compartilham da mesma corrente elétrica, o sombreamento parcial causa efeitos limitantes na corrente e potência gerada. Para que seja evitado o efeito chamado de *hot-spot* e permitir um caminho alternativo para a circulação da corrente elétrica, diodos de *bypass* são instalados. A ativação desses diodos faz com que a limitação da corrente elétrica fique restrita apenas às células afetadas pelo sombreamento (Bidram et al. (2012)).

Considerando a situação de sombreamento parcial conforme ilustra a Figura 4 observa-se que dois níveis de radiação distintas estão afetando o arranjo fotovoltaico, o que leva ao surgimento de um máximo global e um máximo local na curva de potência do sistema, tal como mostra a Figura 5.

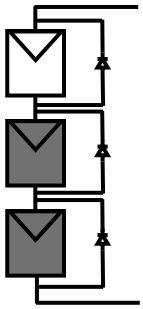

Figura 4. Arranjo fotovoltaico com sombreamento parcial.

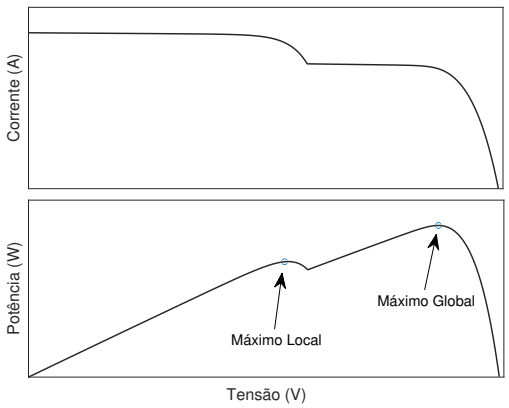

Figura 5. Efeito do sombreamento parcial nas curvas características de um arranjo fotovoltaico.

3.3 Linearização do painel fotovoltaico

Para facilitar a análise do circuito do painel solar, realiza-se uma linearização de (3) em torno do PMP conforme representa a Figura 6. Com a linearização, é possível obter um circuito equivalente para compor o sistema que matematicamente seja mais simples de trabalhar e que represente resultados estimados em torno da região de interesse.

A reta tangente à curva I-V no ponto de linearização da tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}) é dada pela seguinte equação (Villalva et al. (2009)):

$$i = g\,(v - V_{MP}) + I_{MP} \tag{4}$$

Onde:

$$g = \frac{di}{dv} = \frac{1}{r_{PV}} \approx \frac{\Delta i}{\Delta v} \tag{5}$$

Em que v e i são valores de tensão e corrente na região vizinha ao PMP e r_{PV} é definida como a resistência dinâmica da célula.

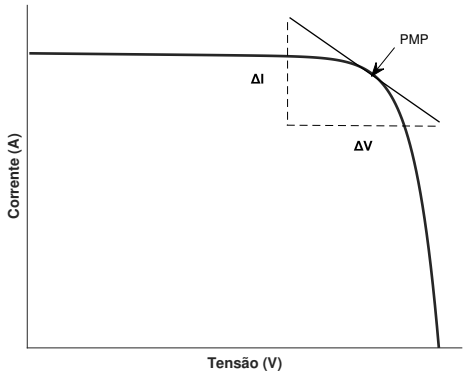

Figura 6. Linearização em torno do PMP no módulo solar.

A partir de (4), pode-se determinar um circuito linear equivalente em torno do PMP. A Figura 7 traz a representação deste circuito.

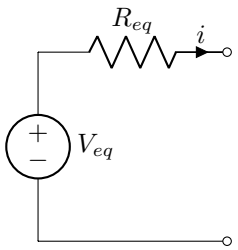

Figura 7. Representação do circuito linearizado

Onde:

$$\begin{cases} R_{eq} = -\dfrac{1}{g} \\ V_{eq} = V_{mp} - \dfrac{I_{mp}}{g} \end{cases} \tag{6}$$

Com as equações (5) e (6) e auxílio da Tabela 1 obtém-se R_{eq} =14.3 Ω e V_{eq} =33,8V.

4. RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

4.1 Técnica da condutância incremental

O método da condutância incremental baseia-se na análise dos sinais da derivada da curva P-V. No valor máximo da curva, a derivada da potência em relação a tensão é igual a zero, ou seja, quando a derivada for positiva significa que o ponto está à esquerda do PMP e quando negativa à direita, como visualizado na Figura 8 e expresso por (7) e (8). Portanto, a informação da derivada define a direção do incremento ou decremento da tensão de referência para o conversor CC-CC (Safari and Mekhilef (2010)).

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} \tag{7}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I(n)}{V(n)} = 0 \tag{8}$$

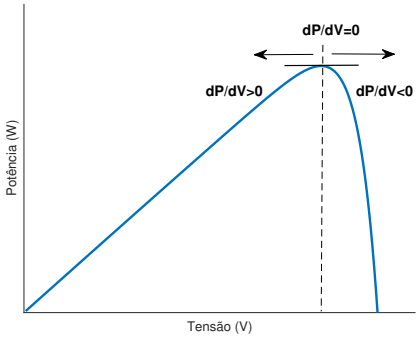

Figura 8. Conceito matemático da técnica da CIn.

A razão $\frac{I(n)}{V(n)}$ é denominada condutância instantânea (G) e a razão $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ condutância incremental (ΔG). Como a tensão de operação de uma célula solar sempre é positiva, a técnica da CIn permite identificar em qual região o sistema está operando à partir da soma de ΔG e G. Além disso, permite fixar a operação do sistema no PMP quando a condição de derivada zero é atingida. Porém, a expressão ΔG+G=0, que indica a operação do sistema no PMP, dificilmente será alcançada devido aos erros de quantização e ruídos na medição. Por isso, uma faixa tolerável (ΔW) é atribuída a expressão tornando a condição do PMP mais flexível de ser encontrada, ou seja, $-\Delta$W<ΔG+G<ΔW (Wu et al. (2003)). A Figura 9 ilustra o algoritmo de implementação da técnica.

4.2 Conversor boost

O modelo do conversor *boost* é apresentado na Figura 10. Este modelo contempla também a inserção do circuito linear de um módulo fotovoltaico com um capacitor de barramento C_b. Considerando que o conversor deva operar no modo de condução contínua, foi determinado que C_o=1 µF e L=3 mH. O valor do capacitor de barramento

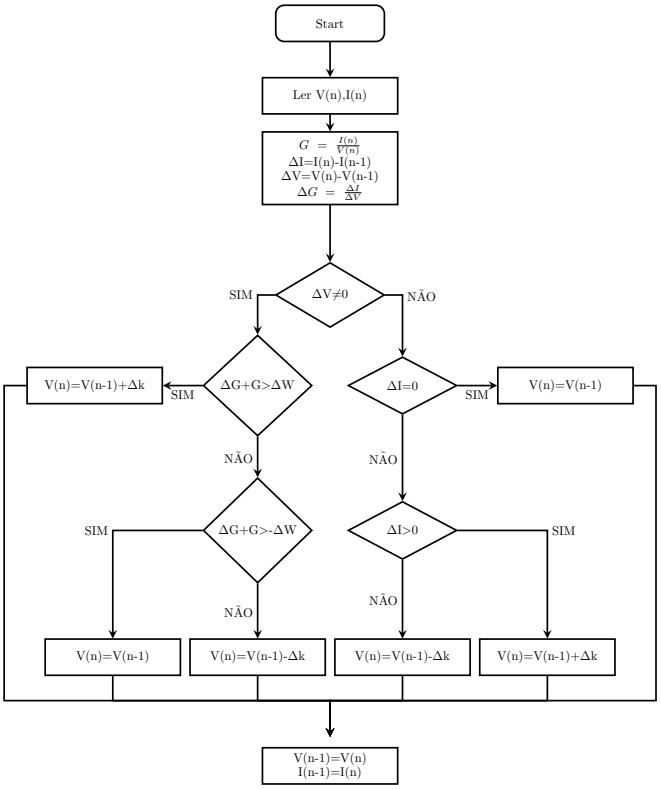

Figura 9. Algoritmo de implementação da técnica da CIn.

foi definido por estudos de simulações e o melhor resultado apresentado foi C_b=1 mF.

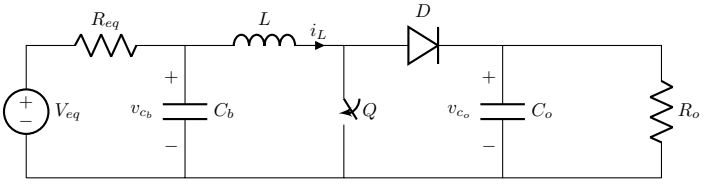

Figura 10. Modelo do conversor *boost* quando inserido o circuito linearizado de um módulo fotovoltaico.

O modelo comutado do circuito (Bacha et al. (2014)) é dado por (9). Logo, quando a chave está conduzindo (u = 1) não passa corrente pelo diodo. Porém, quando a chave está aberta (u = 0) há a passagem de corrente através do diodo.

$$\begin{cases} \dot{i_L} = \dfrac{v_{c_b}}{L} - (1-u)\dfrac{v_{c_o}}{L} \\ \dot{v_{c_b}} = \dfrac{V_{eq} - v_{c_b}}{C_b R_{eq}} - \dfrac{i_L}{C_b} \\ \dot{v_{c_o}} = (1-u)\dfrac{i_L}{C_o} - \dfrac{v_{c_o}}{R_o C_o} \end{cases} \tag{9}$$

Portanto, as matrizes no espaço de estado para os casos com a chave ligada A_{on}, B_{on} e com a chave desligada A_{off}, B_{off} são mostradas nas equações (10) e (11).

$$\begin{bmatrix} \dot{i_L} \\ \dot{v_{c_b}} \\ \dot{v_{c_o}} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ -\frac{1}{C_b} & -\frac{1}{C_b R_{eq}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C_o R_o} \end{bmatrix}}_{A_{on}} \begin{bmatrix} i_L \\ v_{c_b} \\ v_{c_o} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{eq}}{C_b R_{eq}} \\ 0 \end{bmatrix}}_{B_{on}} \tag{10}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{i_L} \\ \dot{v_{c_b}} \\ \dot{v_{c_o}} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{L} & -\frac{1}{L} \\ -\frac{1}{C_b} & -\frac{1}{C_b R_{eq}} & 0 \\ \frac{1}{C_o} & 0 & -\frac{1}{C_o R_o} \end{bmatrix}}_{A_{off}} \begin{bmatrix} i_L \\ v_{c_b} \\ v_{c_o} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{eq}}{C_b R_{eq}} \\ 0 \end{bmatrix}}_{B_{off}} \tag{11}$$

Pode-se então escrever as matrizes A e B como duas decomposições em seus estados *on* e *off* de acordo com:

$$\begin{cases} A = A_{on} d + A_{off} (1 - d) \\ B = B_{on} d + B_{off} (1 - d) \end{cases} \tag{12}$$

O modelo médio linearizado é obtido ao realizar uma troca de variáveis considerando pequenas perturbações em torno dos respectivos pontos de operação. Logo, tem-se:

$$\begin{cases} i_L = I_L + \tilde{i_L} \\ v_{c_b} = V_{c_b} + \tilde{v_{c_b}} \\ v_{c_o} = V_{c_o} + \tilde{v_{c_o}} \\ d = D + \tilde{d} \end{cases} \tag{13}$$

Assim, realizando as substituições e desconsiderando-se os termos AC de segunda ordem, o modelo de pequenos sinais em espaços de estados é apresentado por (14).

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \dot{\tilde{i_L}} \\ \dot{\tilde{v_{c_b}}} \\ \dot{\tilde{v_{c_o}}} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{L} & \frac{-(1-D)}{L} \\ -\frac{1}{C_b} & -\frac{1}{C_b R_{eq}} & 0 \\ \frac{(1-D)}{C_o} & 0 & -\frac{1}{C_o R_o} \end{bmatrix}}_{A} \begin{bmatrix} \tilde{i_L} \\ \tilde{v_{c_b}} \\ \tilde{v_{c_o}} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{eq}}{C_b R_{eq}} \\ 0 \end{bmatrix}}_{B} \tilde{d} \\ [y] = \underbrace{[0 \ 1 \ 0]}_{C} \begin{bmatrix} \tilde{i_L} \\ \tilde{v_{c_b}} \\ \tilde{v_{c_o}} \end{bmatrix} \end{cases} \tag{14}$$

Com a análise de (14), obtém-se a função de transferência da tensão no capacitor de barramento v_{c_b} pela razão cíclica D, aplicando-se a matriz linha $C = [0 \ 1 \ 0]$. Utilizando-se a relação $G_v(s) = C\,(sI - A)^{-1}\,B$ e substituindo $D' = 1 - D$, tem-se a seguinte função de transferência de $G_v(s)$:

$$G_v(s) = \frac{V_{C_b}(s)}{D(s)} = \frac{C_o L R_o V_{eq} s^2 + L V_{eq} s + R_o V_{eq} D'^2}{a_1 s^3 + a_2 s^2 + a_3 s + a_4}$$

$$\begin{aligned} a_1 &= C_b C_o L R_{eq} R_o \\ a_2 &= C_b L R_{eq} + C_o L R_o \\ a_3 &= C_o R_{eq} R_o + L + C_b R_{eq} R_o D'^2 \\ a_4 &= R_o D'^2 + R_{eq} \end{aligned} \tag{15}$$

4.3 Controle do conversor boost

A comutação do conversor é realizado através da modulação por largura de pulso PWM (do inglês *Pulse-Width Modulation*). O sinal de comando é obtido pela comparação do sinal de controle modulante, proveniente do controlador PI, com uma onda portadora triangular de 20 kHz. A Figura 11 ilustra a obtenção do sinal de controle PWM responsável pelo chaveamento do conversor *boost*. Dessa forma, a razão cíclica do conversor pode ser ajustado até que as condições do rastreamento de máxima potência sejam atendidas (Salam et al. (2013)).

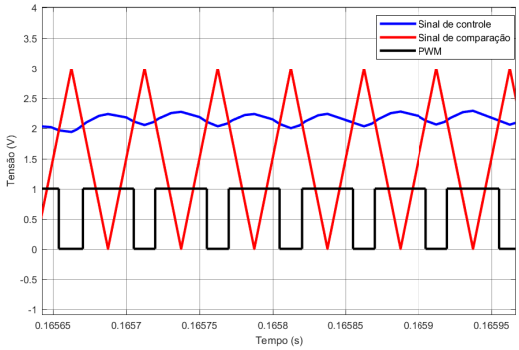

Figura 11. Geração do sinal PWM responsável pelo chaveamento do conversor CC-CC.

A partir de (15), obtém-se o diagrama de Bode ilustrado na Figura 12. O sistema apresenta margem de ganho infinita e margem de fase de 98,8 graus em 133 Hz.

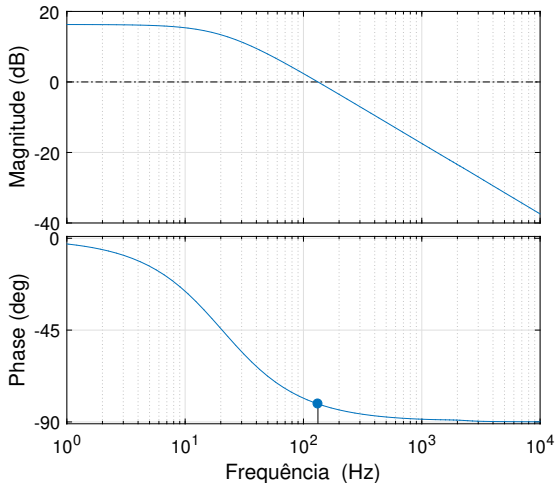

Figura 12. Diagrama de Bode da planta $G_v(s)$.

Um controlador PI com ganhos K_p=5 e K_i=0,25 foi integrado ao sistema, assim, o diagrama de Bode quando considerando a planta G_v, o controlador PI e o ganho de amplitude oriundo do PWM é dado pela Figura 13. Neste novo sistema, a margem de ganho é infinita e margem de fase de 94,4 graus em 267 Hz. O sistema compensado, além de estável, apresenta um ganho elevado para baixas frequências, que garante boa regulação DC.

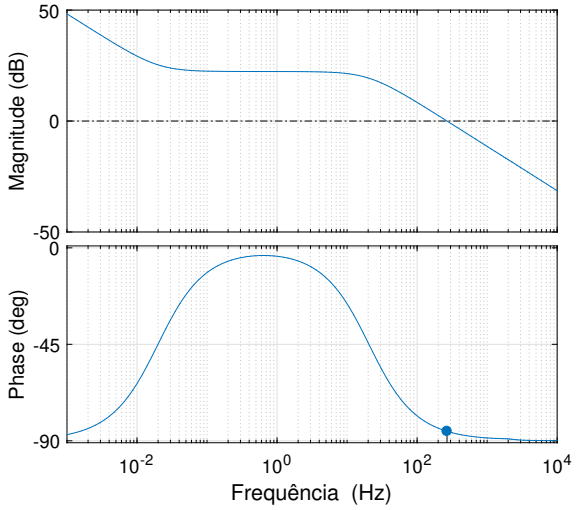

Figura 13. Diagrama de Bode do sistema compensado.

5. REDE NEURAL ARTIFICIAL

A RNA será responsável por fornecer uma tensão de referência inicial V_i ao controlador a fim de garantir que a técnica da CIn rastreie o PMP. A camada de entrada da rede neural é composta por três medições: o valor de radiação máxima G_{max}, o valor de radiação mínima G_{min} e o fator de sombreamento F, de acordo com a equação (1). A Figura 14 ilustra a arquitetura da rede neural considerada. A RNA possui 3 camadas ocultas com 15, 10 e 5 neurônios em cada camada respectivamente. O treinamento da rede foi realizado com o auxilio da *toolbox* de redes neurais do software MATLAB R2017a.

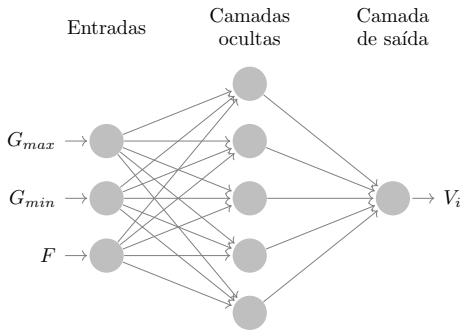

Figura 14. Arquitetura da rede neural artificial.

5.1 Treinamento

O treinamento da rede foi realizado utilizando-se o método do *backpropagation* cuja função de aprendizado adotada foi o gradiente descendente com valor de gradiente considerado de 1^{-5}. Para o treinamento da rede foi estabelecido uma condição primária de três painéis solares P1, P2 e P3 conectados em série. Isso influencia diretamente no ganho K localizado na saída da RNA. Por exemplo, se no sistema fotovoltaico há um arranjo de três painéis, o ganho K será 1. Porém, caso adicionados um, dois ou três painéis em série ao arranjo, K deverá ser ajustado para 4/3, 5/3 e 2 respectivamente com a condição que o acréscimo de tensão no arranjo não deverá ultrapassar a tensão máxima do capacitor de barramento C_b nem do conversor CC-CC.

A Tabela 2 exemplifica as primeiras amostras selecionadas. Este primeiro grupo considera uma radiação máxima G_{max} = 1000 W/m^2 em P1 e, para cada amostra, uma condição de sombreamento é simulada aplicando um decréscimo de 50 W/m^2 em P2 e P3. Este processo é repetido até que seja alcançado o valor mínimo de radiação G_{min} de 200 W/m^2. A partir deste momento, considerando-se G_{max} = 950 W/m^2, um novo ciclo na redução de radiação em P2 e P3 se inicia e assim sucessivamente até que a última amostra seja igual a G_{max} = G_{min} = 200 W/m^2. As amostras consideradas possuem uma condição de sombreamento uniforme, ou seja, G_{min} é igual a todos painéis afetados pela condição de sombreamento parcial. No total, foram selecionadas 289 amostras as quais considerou-se 80% (231) para realizar o treinamento da RNA e 20% (58) das amostras consideradas para testes.

Tabela 2. Primeiras amostras para o treinamento da rede neural, T=25°C.

P1 (W/m²)	P2 (W/m²)	P3 (W/m²)	F	V_i (V)
1000	1000	1000	0%	40,0
1000	1000	950	33%	40,2
1000	950	950	66%	40,1
1000	1000	900	33%	40,6
1000	900	900	66%	40,2
1000	1000	850	33%	41,0
1000	850	850	66%	40,3
1000	1000	800	33%	41,3
1000	800	800	66%	40,36
1000	1000	750	33%	41,6

A Figura 15 ilustra o comparativo entre os valores esperados de V_i e os valores obtidos pela RNA quando considerado todas as amostradas selecionadas, incluindo as amostras de validação não utilizadas no treinamento da rede. Para mensurar a eficiência da predição da RNA, realizou-se o calculo da Raiz Quadrada de Erro Médio (RMSE) cujo valor obtido foi de 0,1115.

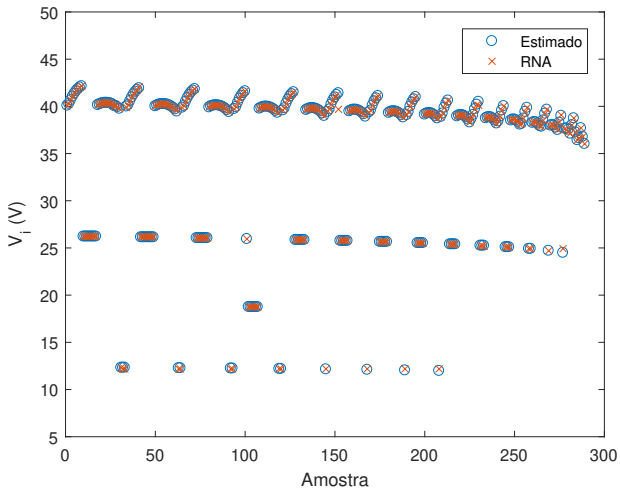

Figura 15. Comparativo entre os valores estimados e os obtidos pela RNA.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Variação sombreamento parcial

Como estudo de caso, inicialmente um circuito com três painéis em série foi considerado, tal como representado na Figura 16. Um dos painéis do arranjo foi então submetido à condição de sombreamento enquanto mantido $G = 1000\,\mathrm{W/m^2}$ para os demais painéis com temperatura T igual a $25°C$. Além disso, o valor da carga foi considerado fixo com R_o =1 kΩ para todas as simulações realizadas. A Figura 17 traz o resultado da simulação para diferentes níveis de radiação, sendo P o valor de potência medido na entrada do conversor CC-CC e $Pmax$ o valor teórico máximo da condição estabelecida. Nota-se que o rastreamento foi realizado com exatidão, visto que os pontos de operação alcançados são idênticos aos do PMP para os diferentes níveis de radiação

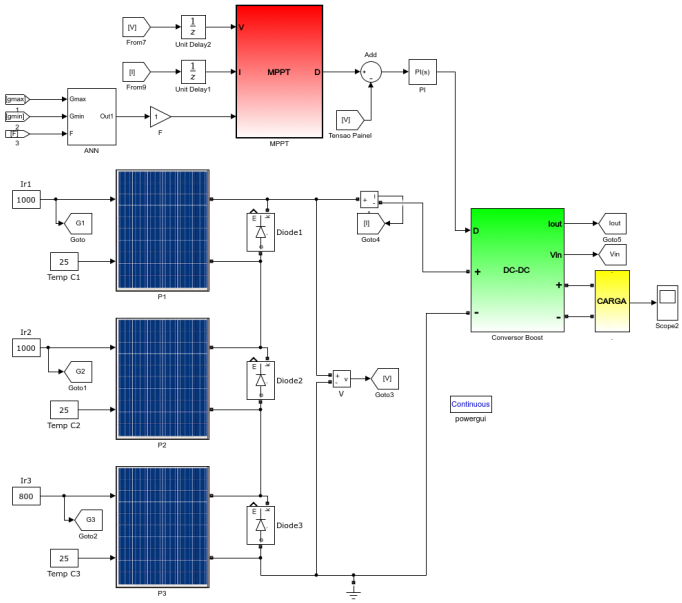

Figura 16. Modelo do sistema desenvolvido no *simulink*.

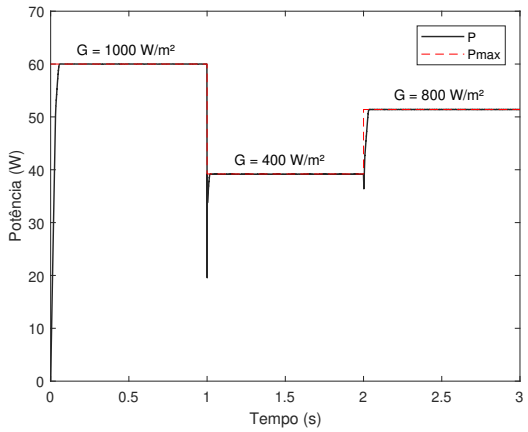

Figura 17. Rastreamento do PMP para diferentes níveis de sombreamento parcial.

6.2 Comparação com a técnica da CIn

Um painel foi acrescentado ao arranjo fotovoltaico apresentado na Figura 16, sendo o ganho K ajustado para 4/3 a fim de contemplar a inserção do novo painel. Neste caso, as seguintes condições de simulação foram consideradas: $G_{max} = 800\,\mathrm{W/m^2}$, $G_{min} = 400\,\mathrm{W/m^2}$, $T = 25°C$ e $F = 50\%$. A Figura 18 traz o resultado da simulação comparando a técnica da CIn com a inclusão da rede neural treinada (CIn+RNA). Percebe-se que o PMP é alcançado pelo modelo proposto enquanto que a técnica da CIn convergiu para o ponto de máximo local. Como um máximo local atende as condições de busca do algoritmo da CIn, observa-se que a busca é interrompida neste caso. Por outro lado, a rede neural artificial foi capaz de fornecer uma tensão de referência inicial V_i que garantiu o rastreamento do PMP.

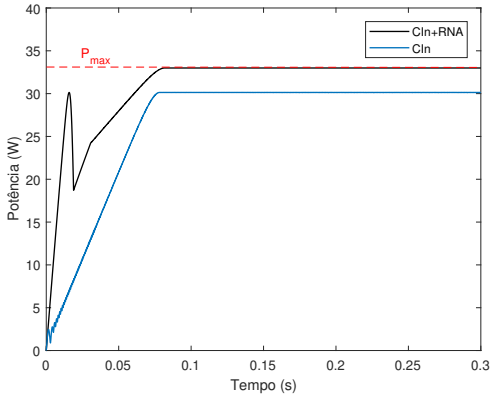

Figura 18. Resultado da simulação $G_{max} = 800\ W/m^2$, $G_{min} = 400\ W/m^2$ e $F = 50\%$ - *string* de 4 painéis.

Considerando-se um arranjo de cinco painéis, as seguintes condições foram simuladas: $G_{max} = 1000\,\mathrm{W/m^2}$, $G_{min} = 400\,\mathrm{W/m^2}$, $T = 35°C$ e $F = 20\%$. Neste caso, a Figura 19 ilustra a curva P-V em que o PMP é o primeiro ponto máximo existente durante a varredura de tensão. Por isso, o rastreamento exposto na Figura 20 demonstra que ambas técnicas convergiram para o PMP.

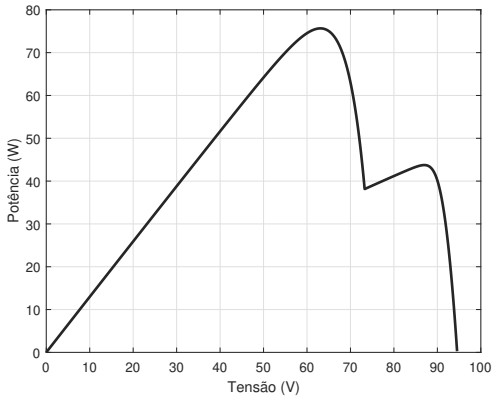

Figura 19. Curva P-V de 5 painéis com sombreamento.

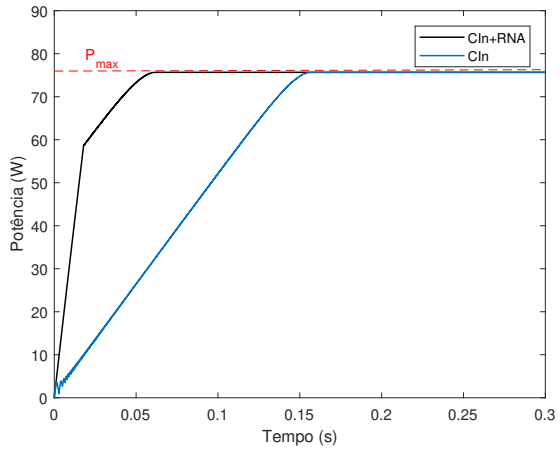

Figura 20. Resultado da simulação $G_{max} = 1000\ W/m^2$, $G_{min} = 400\ W/m^2$ e $F = 20\%$ - *string* de 5 painéis.

No último caso analisado, seis painéis foram conectados em um arranjo fotovoltaico. Neste caso, com $K = 2$ foram considerados $G_{max} = 800\,\mathrm{W/m^2}$, $G_{min} = 700\,\mathrm{W/m^2}$, $T = 15°C$ e $F = 50\%$. Da mesma forma que os casos anteriores, a convergência para o PMP ocorreu com a combinação da RNA e a técnica da CIn mesmo sob condições de variações de temperatura.

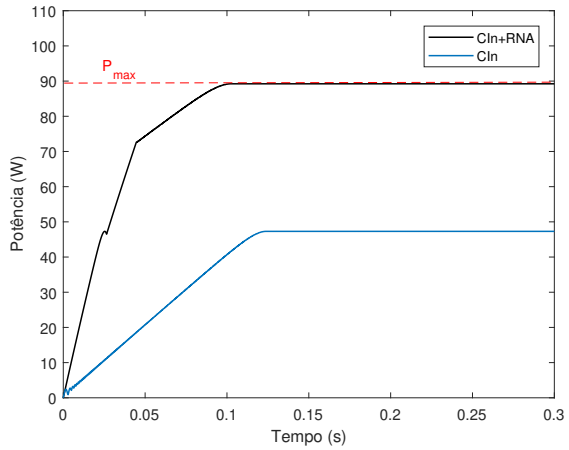

Figura 21. Resultado da simulação $G_{max} = 800W/m^2$, $G_{min} = 700W/m^2$ e $F = 50\%$ - *string* de 6 painéis.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho propõe a utilização de rede neural artificial em conjunto com técnicas já bastante utilizadas para a localização de pontos de máxima potência em sistemas de geração fotovoltaica a fim de melhorar o desempenho de técnicas clássicas, especialmente em situações de sombreamento parcial. A rede neural é utilizada neste caso para estimar uma tensão de referência inicial para os métodos de rastreamento de pontos de máxima potência que nem sempre são capazes de rastrear o máximo global sob condições de sombreamento.

Os resultados demonstraram que, além de garantir convergência ao ponto de máxima potência em condições de sombreamento, a rede neural artificial tornou o sistema mais rápido pois parte do tempo gasto pela busca foi substituída pela definição da tensão de referência inicial. Devido a flexibilidade do circuito em permitir a inserção de novos painéis, diversos cenários de sombreamento foram comparados, incluindo mudanças de temperatura. Foi comprovado que a combinação das duas técnicas alcançou os melhores resultados em todas as simulações, tornando o sistema mais dinâmico, rápido e eficiente.

REFERÊNCIAS

Bacha, S., Munteanu, I., Bratcu, A.I., et al. (2014). Power electronic converters modeling and control. *Advanced textbooks in control and signal processing*, 454, 454.

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.

Gow, J. and Manning, C. (1999). Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 146(2), 193–200.

Martínez, M.A., Andújar, J.M., and Enrique, J.M. (2009). A new and inexpensive pyranometer for the visible spectral range. *Sensors*, 9(6), 4615–4634.

Orsetti, C., Muttillo, M., Parente, F., Pantoli, L., Stornelli, V., and Ferri, G. (2016). Reliable and inexpensive solar irradiance measurement system design. *Procedia Engineering*, 168, 1767–1770.

Safari, A. and Mekhilef, S. (2010). Simulation and hardware implementation of incremental conductance mppt with direct control method using cuk converter. *IEEE transactions on industrial electronics*, 58(4), 1154–1161.

Salam, Z., Ahmed, J., and Merugu, B.S. (2013). The application of soft computing methods for mppt of pv system: A technological and status review. *Applied Energy*, 107, 135–148.

Salas, V., Olias, E., Barrado, A., and Lazaro, A. (2006). Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar energy materials and solar cells*, 90(11), 1555–1578.

Seguel, J.I.L. (2009). Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica mppt e controle digital.

Supply, S.E. (2012). SES 420J BP SX20U 20W Solar Panel. `https://www.solarelectricsupply.com/solar-electric-supply-ses-420j-solar-panels-544`.

Tey, K.S. and Mekhilef, S. (2014). Modified incremental conductance mppt algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level. *Solar Energy*, 101, 333–342.

Villalva, M.G., Gazoli, J.R., and Ruppert Filho, E. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, 24(5), 1198–1208.

Wu, W., Pongratananukul, N., Qiu, W., Rustom, K., Kasparis, T., and Batarseh, I. (2003). Dsp-based multiple peak power tracking for expandable power system. In *Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC'03.*, volume 1, 525–530. IEEE.