

PROJETO E SIMULAÇÃO DE UM ARRANJO FOTOVOLTAICO COMPOSTO POR 2 STRINGS UTILIZANDO MPPT'S INDEPENDENTES

Cláudio J. Oliveira Jr.¹, Lucas P. Pires², Luiz C. G. Freitas³, Gustavo B. Lima⁴, Danillo B. Rodrigues⁵

^{1,2,3} – Universidade Federal de Uberlândia, Departamento de Engenharia Elétrica, Uberlândia - MG

¹ claudiojr2506@gmail.com, ² lucaspereirapires@yahoo.com.br, ³ lcgfreitas@yahoo.com.br, ⁴ gustavo.brito.28@gmail.com,

⁵ danillorodrigues@yahoo.com.br

Resumo - Este trabalho propõe o projeto e a simulação de um sistema fotovoltaico monofásico com 2 strings conectadas em paralelo contendo MPPT's independentes utilizando conversores CC-CC Boost. O intuito da estrutura proposta é minimizar o efeito de sombreamento parcial nos módulos fotovoltaicos, aumentando assim a eficiência na extração de potência. O sistema conta com geração de 1,08 kWp em cada string nas condições padrão de teste. Foram feitas variações nas irradiância de ambas strings para verificar a velocidade de resposta do controle. A técnica de MPPT utilizada foi a P&O pois se trata de uma técnica já consagrada na literatura e que apresenta alta eficiência. O sistema foi conectado à rede elétrica por um inversor full-bridge, sendo este responsável por manter a tensão no link CC regulada em 400 V e injetar corrente na rede elétrica.

Palavras-Chave – Conversor Boost, MPPT Independente, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede Elétrica, Técnica de MPPT P&O.

DESIGN AND SIMULATION OF A PHOTOVOLTAIC ARRAY WITH 2 STRINGS AND INDEPENDENT MPPT'S

Abstract - The study proposes the research and development of a photovoltaic single-phase grid connected with parallel connection to 2 strings on independent MPPT using CC-CC Boost converters. The use of this structure has the purpose of minimize the effect of partial shading on PV modules, increasing the energy extraction efficiency. The system includes 1.08 kWp in each string in standard test conditions. Variations in the irradiance were performed on both strings to verify the control response velocity. The MPPT technique employed was P&O, for the reason that its refers to a strengthened method and has high-efficiency. The system was connected to the grid by a full-bridge inverter, which is responsible for maintain voltage on link DC settled on 400 V and performs grid current injection.

Keywords – Boost Converter, Grid Connected Photovoltaic Systems, Independent MPPT, P&O MPPT Technique.

I. INTRODUÇÃO

A crescente demanda energética aliada à possibilidade de redução da oferta de combustíveis convencionais (tais como o petróleo), junto com o aumento da preocupação com a preservação ambiental, tem impulsionado pesquisas e desenvolvimento de fontes de energia alternativas menos poluentes, renováveis e que produzam pouco impacto ambiental.

Em se tratando de energia solar, estima-se que a energia proveniente do sol incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial [1], o que mostra o enorme potencial de utilização.

Uma projeção feita pela IEA (*Internacional Energy Agency*) prevê que em 2050 o montante de energia gerada por painéis solares será de 6000 TWh, valor este correspondente a 16% do total de energia prevista para este período [2].

Com o intuito de conectar várias fontes energéticas renováveis com o armazenamento de energia e também à rede elétrica, vêm sendo desenvolvidos diversos estudos sobre microredes CC (corrente contínua) [3]. Alguns dos desafios encontrados são: projeto, aceitação e disponibilidade de tecnologias de baixo custo para instalação e utilização. Vários estudos estão em desenvolvimento para permitir a interconexão segura e uso das microredes CC [4].

Neste trabalho, fez-se a simulação de dois arranjos fotovoltaicos de 1,08 kWp conectados em paralelo com uma microrede CC a partir de conversores CC-CC boost com técnicas de rastreamento de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) independentes e conexão à rede elétrica por meio de um inversor Full-Bridge bidirecional (figura 1).

A partir da utilização de MPPT's separados espera-se a mitigação do efeito negativo de sombreamento parcial dos módulos fotovoltaicos, garantindo, assim, melhor aproveitamento da geração de energia a partir dos arranjos solares.

O sistema *multistring* é conectado à rede elétrica através de um inversor full-bridge, sendo este responsável por injetar corrente na rede e regular a tensão do barramento CC para situações diversificadas de operação.



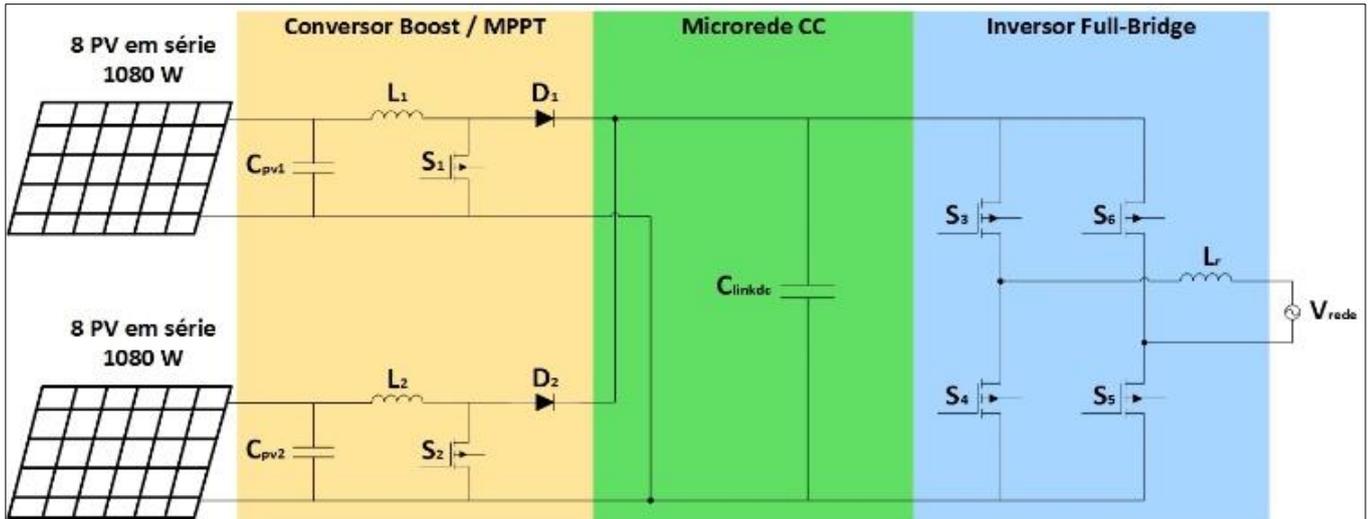


Fig. 1. Estrutura de 2 Arranjos Fotovoltaicos com MPPT's independentes e conexão à rede elétrica por meio de um conversor CC-CA Full – Bridge.

II. ESTRUTURA PROPOSTA

A figura 1 mostra a estrutura proposta neste artigo. O modelo é constituído por 8 módulos solares conectados em série, sendo estes ligados em paralelo com mais 8 módulos idênticos aos anteriores, havendo conexão à microrede CC por conversores CC-CC boost com extração de máxima potência independente pela técnica P&O (Perturba e Observa). Em condições ideais de temperatura e irradiação solar, esta estrutura fotovoltaica é capaz de produzir potência aproximada de 2,16 kWp.

III. ARRANJO FOTOVOLTAICO E MPPT

A. Arranjos Fotovoltaicos

A Tabela I mostra as especificações elétricas de cada arranjo utilizado, sendo usados módulos solares Kyocera KD135SX-UPU.

Tabela I - Especificações elétricas (8 módulos conectados em série)

Condições Padrões de Teste (*CPT)	
Máxima Potência	1080 W
Tolerância	5% / -5%
Tensão de Máxima Potência	141.6 V
Corrente de Máxima Potência	7.63 A
Tensão de Circuito Aberto	176.8 V
Corrente de Curto Circuito	8.37 A
Tensão Máxima do Sistema	600 V
Coefficiente de Temperatura da Corrente (Icc)	$(5.02 \times 10^{-3}) \text{ A/}^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura da Tensão (Vca)	$(-8.0 \times 10^{-2}) \text{ V/}^\circ\text{C}$

*CPT: Irradiação de 1000 W/m², espectro de massa de ar de 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

B. Técnica de MPPT

O valor de tensão dos módulos solares que retorna a máxima potência gerada por sistemas fotovoltaicos varia sob condições ambientais, tais como a irradiação e a temperatura [5]. Nesse sentido, faz-se necessário a utilização de técnicas de MPPT com o objetivo de manter cada arranjo operando no ponto de máxima potência, de modo a maximizar a energia produzida.

Uma das técnicas mais utilizadas para o rastreamento do ponto de máxima potência é o P&O [6]. Essa técnica consiste no incremento ou decremento da tensão terminal do arranjo e realiza a comparação da potência de saída do sistema (potência atual) com a perturbação realizada anteriormente (potência anterior). Caso a tensão do sistema seja incrementada e a potência do mesmo aumentar ($dP/dV_{pv} > 0$), o controle move o ponto de operação nesse sentido, caso contrário o ponto é deslocado no sentido contrário. A figura 2 apresenta o fluxograma da técnica de MPPT P&O.

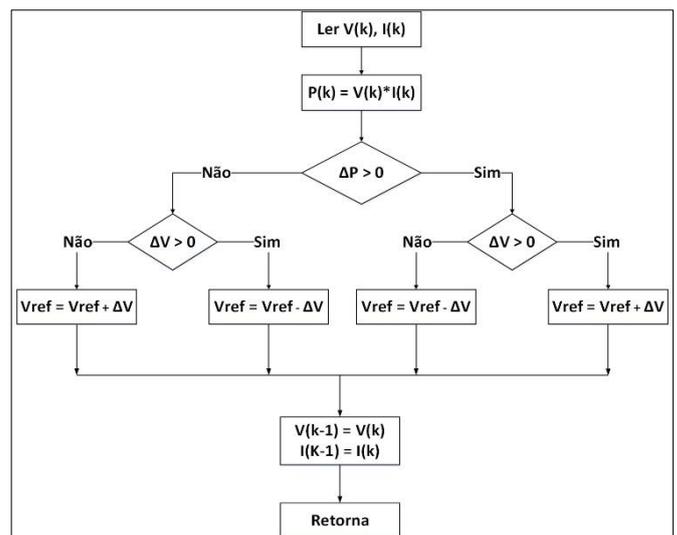


Fig. 2. Fluxograma da técnica de MPPT P&O.

Uma minuciosa escolha no passo de perturbação da tensão (ΔV) nessa técnica é de fundamental importância, uma

vez que a tensão terminal é perturbada em cada ciclo de MPPT, sendo assim, mesmo quando o ponto de máxima potência é atingido, a potência de saída oscila em torno do máximo valor, resultando assim em perdas de potência. Para este artigo foi definido ΔV em 3 V, sendo este um valor conveniente no que tange à velocidade de mudança para um novo valor de tensão de MPP (*Maximum Power Point*) e também em relação as perdas geradas pela constante variação da tensão de referência.

A técnica de MPPT P&O possui como variáveis de entrada a tensão e a corrente nos terminais do arranjo e como saída uma tensão referência (sendo esta representativa da máxima potência disponível para extração), que é obtida através de um código em linguagem C, no qual é implementado o algoritmo da técnica P&O no software *PSIM*[®]. Foi determinado amostragem das variáveis de entrada a cada 10 ms como forma de garantir o correto funcionamento do controlador do conversor. A figura 3 mostra a estrutura responsável pelo controle de tensão dos arranjos fotovoltaicos.

IV. CONVERSOR CC-CC BOOST

Tradicionalmente, o conversor CC-CC boost opera controlando a tensão de saída com uma tensão de entrada fixa. Para aplicação em sistemas fotovoltaicos de dois estágios (conversor CC-CC em série com um CC-CA) o boost opera controlando a tensão de entrada, que é a tensão proveniente de cada arranjo fotovoltaicos.

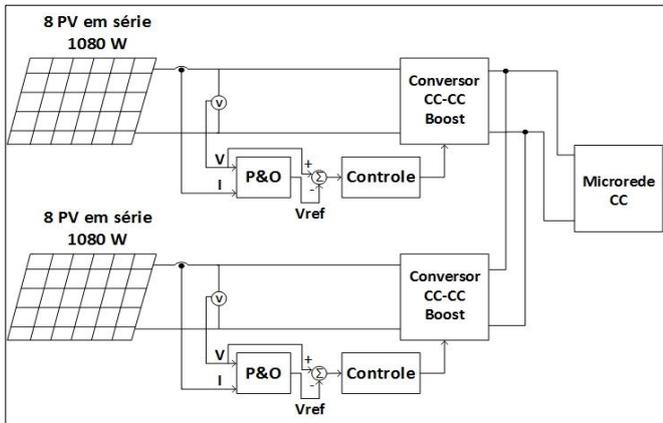


Fig. 3. Estrutura responsável pela aplicação da técnica de MPPT em cada arranjo fotovoltaico de forma independente.

Nesta seção é apresentado o projeto dos elementos dos conversores CC-CC boost, bem como a técnica e os critérios de controle adotados.

A. Projeto dos Capacitores C_{pv1} e C_{pv2}

Os capacitores do conversor são calculados segundo a equação 1 [7]:

$$C_{pv1} = C_{pv2} = \frac{P_{pv}}{2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot V_{pv} \cdot \Delta_{pv}} \quad (1)$$

Em que:

- $C_{pv1}; C_{pv2}$ - Capacitância de saída do arranjo [F];
- P_{pv} - Potência máxima do arranjo [W];
- f - Frequência de oscilação da tensão [Hz];

- V_{pv} - Tensão para potência máxima [V];
- Δ_{pv} - Ondulação de tensão [V].

A potência máxima de cada arranjo é 1,08 kW, sendo a tensão correspondente a essa potência, nas CPT, de 141,6 V. A ondulação de tensão desejada é de 8% da tensão de máxima potência, de modo a evitar grandes oscilações na tensão terminal do painel fotovoltaico, facilitando assim a ação do controle. A frequência de oscilação da tensão na saída dos arranjos é o dobro da frequência fundamental da tensão da rede elétrica (120 Hz) [8]. Logo, o valor de capacitância encontrado é $\approx 500 \mu F$.

B. Projeto do Indutor $L1$ e $L2$

A equação matemática para o cálculo do valor de indutância do conversor boost é mostrado na equação 2:

$$L_1 = L_2 = \frac{V_{pv} \cdot D_{max}}{f_s \cdot \Delta I} \quad (2)$$

Em que:

- $L_1; L_2$ - Indutância do conversor CC-CC boost;
- V_{pv} - Tensão para potência máxima [V];
- D_{max} - Razão cíclica máxima do conversor;
- f_s - Frequência de chaveamento [Hz];
- ΔI - Ondulação de corrente [A].

A razão cíclica máxima do conversor CC-CC boost é 0,646. A frequência de chaveamento escolhida é 25 kHz. A ondulação de corrente desejada é de 50% da corrente de cada arranjo nas CPT. Logo, o valor de indutância encontrado é de ≈ 1 mH.

C. Técnicas e critérios de Controle do Conversor CC-CC Boost

A estratégia de controle adotada para os dois arranjos fotovoltaicos consiste em um compensador $C(s)$ em cascata com a planta $G_{vc_{pv1_D}}(s)$ (função de transferência a ser controlada) conforme apresentado na figura 4.

Para fins de simplificação os sensores responsáveis por medir tensão e corrente são considerados como função de transferência unitária e isto não acarreta prejuízos na simulação do controle do sistema.

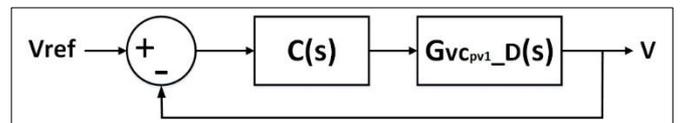


Fig. 4. Diagrama de blocos do controle de tensão do conversor boost.

O controlador trabalha no sentido de compensar o erro entre a tensão de referência (obtida pela técnica de MPPT P&O aplicada) e a tensão de saída do arranjo, atuando na razão cíclica de chaveamento do conversor CC-CC boost de modo a impor essa tensão de referência nos terminais de cada arranjo fotovoltaico.

A partir da modelagem em espaço de estados médio do conversor CC-CC boost, obtém-se a função de transferência da tensão nos capacitores C_{pv1} e C_{pv2} com relação à razão cíclica de chaveamento.

Para modelagem do conversor considera-se o circuito apresentado na figura 5, no qual o arranjo fotovoltaico é representado por uma resistência, R_{pv} é a resistência do indutor e a chaves e o diodo são ideais. Como a tensão de saída é controlada pelo inversor, esta pode ser considerada como uma fonte de tensão CC fixa (400 V).

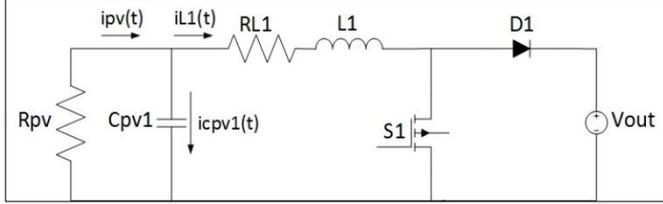


Fig. 5. Circuito utilizado para modelagem do conversor CC-CC boost.

Baseado nestas considerações, a função de transferência obtida é apresentada na equação 3.

$$G_{V_{C_{pv1-D}}}(s) = \frac{V_{out} \cdot R_{pv}}{C_{pv1} \cdot L_1 \cdot R_{pv} \cdot s^2 + (L_1 + C_{pv1} \cdot R_{L1} \cdot R_{pv}) \cdot s + R_{L1} + R_{pv}} \quad (3)$$

Foi adotado como critérios de projeto para a função de transferência $G_{V_{C_{pv1-D}}}(s)$ um compensador com margem de fase entre 45° e 76° (sistema com baixo tempo de acomodação e ultrapassagem percentual (%UP) reduzida [9, 10, 11]), estabilização em no máximo 20 ms e %UP limitada a 10%, o que evita que os capacitores C_{pv1} e C_{pv2} sejam submetidos a estresse dielétrico.

Baseado nos critérios de projeto adotados, o compensador $C(s)$ escolhido é um Proporcional Integral Derivativo (PID), sendo que os zeros reais têm a função de melhorar a resposta transitória, o polo na origem elimina o erro de regime permanente, o polo em -34500 é utilizado como filtro e o ganho é ajustado para aumentar ou diminuir a velocidade da resposta. Deste modo, o compensador que atende os critérios descritos é:

$$C(s) = 0,56927 \cdot \frac{(s + 1350) \cdot (s + 142)}{s \cdot (s + 34500)} \quad (4)$$

A resposta ao degrau unitário e o lugar geométrico das raízes com o diagrama de Bode estão apresentados na figura 6 a) e b), respectivamente. A resposta apresenta uma margem de fase de $63,8^\circ$, %UP de 8,92% e tempo de estabilização em 20 ms, atendendo assim a todos os critérios de projeto adotados.

V. INVERSOR FULL-BRIDGE

O inversor é o elemento responsável por regular a tensão da microrede CC bem como injetar corrente advinda da rede elétrica.

A partir do correto chaveamento das 4 chaves é possível a obtenção de uma onda senoidal com baixa distorção harmônica na saída.

Seu controle em cascata (com malha interna de corrente e malha externa de tensão) monitora constantemente a tensão no barramento a fim de mantê-la regulada em 400 V.

Nesta seção é apresentado projeto dos elementos do inversor, seus critérios de controle e os controladores de tensão e corrente.

A. Projeto do Indutor L_r

O conversor CC – CA Full-Bridge possui circuito similar ao conversor CC - CC Buck e, por esta razão, o cálculo da indutância utilizada no desacoplamento com a rede elétrica é o mesmo do indutor do referido conversor. Logo:

$$L_r = \frac{V_{dc} \cdot (1 - D_{max})}{\Delta i_g \cdot f_s} \quad (5)$$

Em que:

L_r - Indutância de desacoplamento [H];

V_{dc} - Tensão do barramento CC [V];

D_{max} - Razão Cíclica máxima do inversor;

Δi_g - Ondulação de corrente no indutor [A];

f_s - Frequência de chaveamento do inversor [Hz];

A tensão regulada na microrede CC tem valor 400 V e a razão cíclica máxima do inversor é de aproximadamente 0,85. A ondulação de corrente desejada é de 7% da corrente de pico e vale 0,5 A. Tal valor é conveniente, uma vez que propicia pouca oscilação e auxilia no controle de corrente do inversor. A frequência de chaveamento, assim como a do conversor boost, é de 25 kHz. Portanto, o valor de indutância encontrado é de 5 mH.

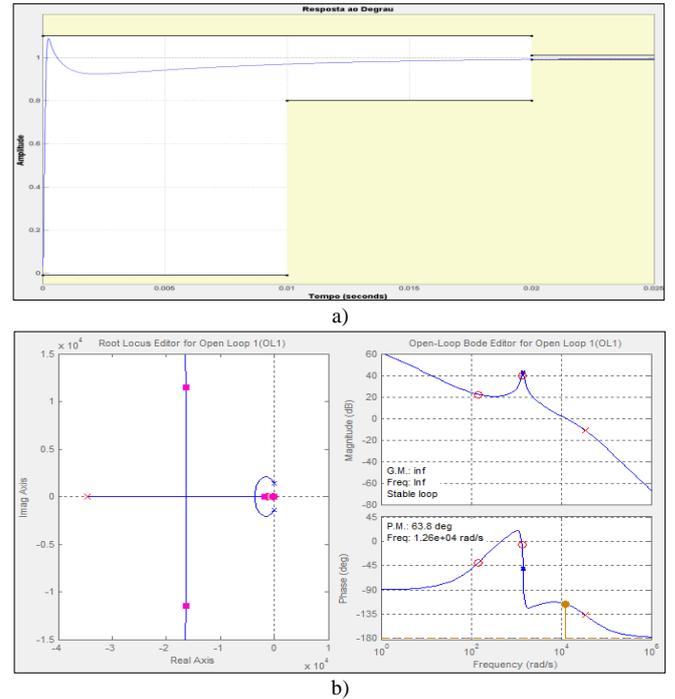


Fig. 6. Controle da Tensão de Saída dos Arranjos: a) resposta do controle de tensão do conversor CC-CC boost a um degrau unitário de referência; b) lugar geométrico das raízes e diagrama de Bode.

B. Controle do Inversor Full-Bridge

A estratégia de controle utilizada é do tipo cascata, e tem seu diagrama de blocos mostrado na figura 7. Este tipo de controle é caracterizado por conter uma malha escrava de controle de corrente que deve ser mais rápida que a malha mestre de controle de tensão. Assim como foi feito para o conversor boost, os sensores de tensão e corrente foram considerados com valor unitário.

O modo de controle da malha mestre é reverso. Portanto, se ocorrer um aumento na tensão na microrede (indicando um excesso de energia) o controlador irá atuar aumentando a corrente injetada na rede com o intuito de diminuir a tensão no barramento CC.

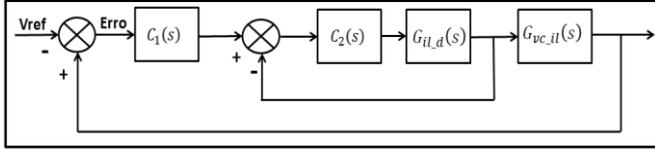


Fig. 7. Diagrama de blocos do modo de controle em cascata.

1) Controle de Corrente

A partir da modelagem do inversor em espaço de estados obtém-se as matrizes de estado e a função de transferência da corrente no indutor L_r com relação à razão cíclica D de chaveamento do inversor ($G_{il_D}(s)$).

$$G_{il_D}(s) = \frac{2 \cdot L_r \cdot V_{dc}}{L_r^2 \cdot s + L_r \cdot R_{Lr}} \quad (6)$$

Em que R_{Lr} é a resistência do indutor.

Como critérios de projeto do compensador da função $G_{il_D}(s)$ admitiu-se margem de fase maior que 60° , estabilização em 10 ms, e, por fim, %UP limitada a 15 % para evitar qualquer tipo de estresse nos elementos do circuito.

O controlador $C_2(s)$ é um Proporcional Integral (PI) e está evidenciado na equação 7. A resposta ao degrau unitário e o lugar das raízes com o diagrama de Bode estão mostrados na figura 9 a) e b), respectivamente.

$$C_2(s) = 0,06 \cdot \frac{s + 3000}{s} \quad (7)$$

2) Controle de Tensão

Este controle mantém a tensão na microrede CC regulada em 400 V, sendo caracterizado por ser mais lento que o controle de corrente para permitir a malha escrava atuar na planta e suas alterações serem observadas e corrigidas pela malha mestre.

Com a redução dos blocos: controlador $C_2(s)$, planta $G_{il_D}(s)$ e a realimentação unitária na figura 7, obtém-se a figura 8 que representa o processo de controle de tensão a partir de $C_1(s)$.

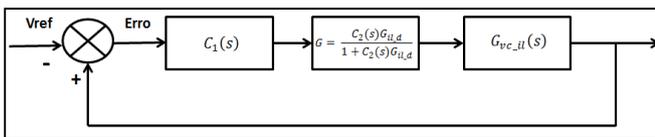


Fig. 8. Diagrama de blocos esquemático do controle de tensão da microrede CC.

A função de transferência $G_{vc_il}(s)$ é obtida das matrizes de estado do inversor e reflete o comportamento da tensão no capacitor C_{link_dc} com relação a corrente no indutor L_r .

$$G_{vc_il}(s) = \frac{2 \cdot D - 1}{C_{link_dc} \cdot s} \quad (8)$$

Os critérios de projeto de $C_1(s)$ são: margem de fase maior que 60° ; estabilização em 200 ms e %UP de 20%. O controlador que satisfaz estas exigências é um PID.

$$C_1(s) = 0,34 \cdot \frac{s^2 + 4050 \cdot s + 120600}{s^2 + 3.38 \cdot 10^4 \cdot s} \quad (9)$$

VI. RESULTADOS COMPUTACIONAIS

O sistema fotovoltaico proposto e o seu controle foram simulados no software *PSIM*[®]. Para obtenção dos resultados computacionais foi considerado para as duas strings as condições padrão de teste (CPT - 1000 W/m² e 25°C) até 0,2 s, quando, neste momento, é inserido um sombreamento na primeira string, e esta passa a operar com irradiância de 700 W/m². Em 0,4 s é inserido um sombreamento na segunda string, e esta passa a operar com irradiância de 500 W/m².

A figura 9 apresenta as potências extraídas nas duas strings, bem como a potência total extraída. Os primeiros 100 ms iniciais foram desconsiderados, pois representam um período transitório onde os capacitores e indutores são carregados.

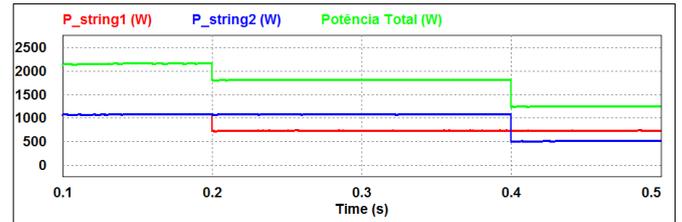


Fig. 9. Potências extraídas em cada string e potência total do arranjo.

A figura 10 apresenta a tensão de referência obtida pela técnica de MPPT P&O para a primeira string e a tensão de saída referente a mesma. Nota-se uma boa atuação do controle, onde o mesmo consegue impor a tensão de referência obtida pela técnica na saída da string, mesmo diante da perturbação inserida.

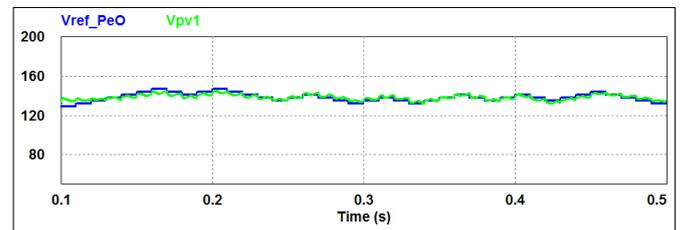


Fig. 10. Tensão de referência advinda da técnica de MPPT P&O da primeira string e tensão de saída nos terminais da mesma.

A máxima potência gerada pelo primeiro arranjo, bem como a potência extraída pelo mesmo é apresentado na figura 11. A potência extraída é praticamente igual a potência gerada, o que garante uma alta eficiência da técnica de MPPT utilizada.

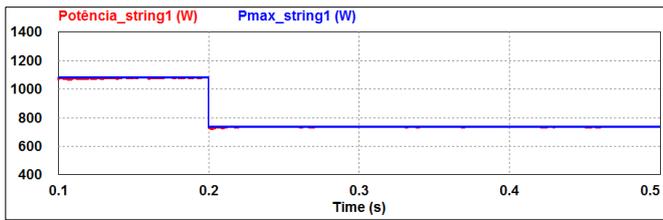


Fig. 11. Potência máxima gerada pela primeira *string* e potência extraída pela mesma.

A eficiência da técnica de MPPT P&O referente à primeira *string* é apresentado na figura 12.

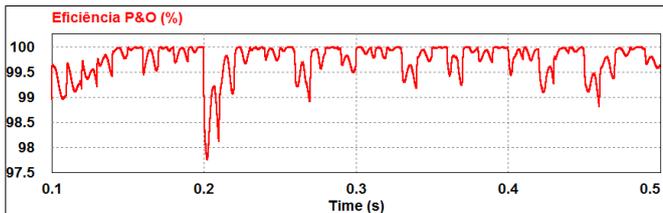


Fig. 12. Eficiência da técnica de MPPT P&O referente a primeira *string*.

Nota-se que a eficiência apresentada pela técnica de MPPT P&O é próxima a 100%. Em 0,2 s, momento em que foi inserido a perturbação de irradiância na primeira *string*, a eficiência diminuiu um pouco, chegando a 97,77%, mas em 20 ms já retorna ao seu valor nominal. A eficiência média calculada pelo software *PSIM*[®] foi de 99,73%.

VII. CONCLUSÃO

Neste artigo foi projetado e simulado um sistema fotovoltaico composto por duas *strings* (com capacidade máxima de geração de 1,08 kW cada), com extração de máxima potência independente utilizando a técnica de MPPT P&O. A potência extraída e a tensão nos terminais das *strings* foram praticamente as suas respectivas referências, o que validou a alta eficiência da técnica de extração de máxima potência utilizada.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPEMIG e ao CNPQ pelo incentivo a esta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_solar/3_2.htm. [Acesso em 01 07 2014].
- [2] I. E. Agency, "Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy," Paris, France, 2014.
- [3] J. C. V. R. T. Josep M. Guerrero, "Hierarchical Control of Droop-Controlled DC and," *IEEE*, pp. 4305 - 4310, 2009.
- [4] T. B. R. D. Benjamin Kroposki, *Microgrid Standards and Technologies*, 2008.

- [5] Kyocera. [Online]. Available: <http://www.kyocerasolar.com.br/pdf/KD-F-cell-SX-series.pdf>. [Acesso em 13 09 2014].
- [6] S. L. V. M. R. Faranda, "MPPT techniques for PV Systems: energetic and cost comparison," *IEEE*, 2008.
- [7] J. K. P. F. B. Soeren Baekhoej Kjaer, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292 - 1306, 2005.
- [8] V. A. S. Jain, "Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems," *IET Electrical Power Applications*, vol. 1, no. 5, pp. 753 - 762, 2007.
- [9] A. F. C. Heverton Augusto Pereira, Desenvolvimento, modelagem e controle de conversores estáticos de potência: Conversor Boost, 2011.
- [10] K. Ogata, Engenharia de Controle Moderno, Pearson Education-Br, 2011.
- [11] R. Dorf, Sistemas de Controle Modernos, Rio de Janeiro: LTC, 2001.