

INVERSOR MÓDULO INTEGRADO BASEADO NO CONVERSOR ČUK PARA μ GD FOTOVOLTAICA COM SISTEMA DE MPPT

Henrique Gabriel Cabral – eng.henrique.cabral@gmail.com

Paulo Fernando Sá Ribeiro de Faria – br.paulo.faria@gmail.com

Carlos Eduardo Bizarro Rambo – carlosrambo.eng@gmail.com

Vanderlei Amaral Vieira Júnior – vanderleiamaral.jr@gmail.com

Mauricio Saltz Santos – mauricio.saltz@acad.pucrs.br

Aline Cristiane Pan – aline.pan@pucrs.br

Fernando Soares dos Reis – f.dosreis@gmail.com

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Faculdade de Engenharia Elétrica

Resumo. Este artigo apresenta o estudo e desenvolvimento de um inversor módulo integrado, também conhecido por microinversor, como topologia alternativa às centrais inversoras de grande porte. O microinversor é responsável pela adaptação dos níveis de corrente e tensão do painel fotovoltaico aos da rede elétrica, realizando o sincronismo entre a corrente de saída do inversor e a mesma. O microinversor proposto é composto por um conversor c.c.-c.c. Čuk, operando em alta frequência, associado em cascata à um inversor de corrente em ponte completa, operando na frequência da rede elétrica. O conversor Čuk operando no modo de condução descontínua (MCD) irá realizar a síntese de uma forma de onda de corrente senoidal em valor absoluto. Essa forma de onda será aplicada ao inversor de corrente, o qual irá inverter a cada 180° um dos semiciclos da senoide, obtendo assim uma forma de onda de corrente senoidal na saída do microinversor. Para que se possa maximizar a produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos (do inglês, Photovoltaic – PV), os módulos devem operar no ponto de máxima potência (do inglês, Maximum Power Point – MPP). Nesse sentido, este trabalho apresenta um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês, Maximum Power Point Tracking – MPPT), eficaz, e rápido, o qual emprega, como diferencial em relação aos demais métodos, a derivada temporal da tensão nos terminais do módulo PV, para maximizar a performance do sistema de MPPT. O algoritmo proposto é implementado em ambiente Matlab/Simulink®, em associação com uma plataforma DSP da dSPACE®. Além da descrição completa do sistema, são apresentados resultados experimentais que validam o estudo realizado.

Palavras-chave: Microinversor, Čuk, MPPT.

1. INTRODUÇÃO

Fontes renováveis de energia, acessadas através de tecnologias de geração disponíveis comercialmente, poderiam suprir adequadamente 80% do total da demanda de energia elétrica dos EUA em 2050 (Mai, *et al.*, 2012). Embora este cenário contemple diversas fontes de energia renováveis, as fontes renováveis mais populares na última década foram, sem dúvida, a geração eólica *on-* e *off-shore* e a geração fotovoltaica em pequena e larga escala. O uso de energia solar fotovoltaica, em especial, tem crescido muito nos últimos anos, principalmente devido à redução nos custos de produção de painéis solares, mas também devido ao desenvolvimento de novos compósitos, mais eficientes, abordagens de construção multi-camadas, e, em alguns países, devido à subsídios financeiros por parte do governo.

Neste sentido, uma forma amplamente utilizada para gerar energia elétrica através de fontes renováveis é por meio do uso de microinversores de corrente alternada, que são sistemas baseados em uma abordagem distribuída e altamente modular para a geração de energia. Este é essencialmente um sistema integrado, que possui um inversor na saída do painel PV. Quando uma planta fotovoltaica é composta por muitos destes sistemas, cada um deles pode ser visto como um sistema PV operando independente dos demais. Isto proporciona uma maior confiabilidade do sistema, dado que a planta pode facilmente ser expandida através da adição de mais módulos. Essa configuração também é mais eficiente quando há áreas com diferentes condições de temperatura e irradiância solar em toda a planta, pois cada módulo possui seu próprio sistema de MPPT do PV, podendo assim, adaptar-se melhor a um dia nublado, por exemplo.

Os módulos fotovoltaicos apresentam um comportamento não linear, dependente da irradiância, ou fluxo energético solar, o qual se expressa em $[W/m^2]$, e da temperatura em sua superfície. Este comportamento, não linear, pode ser evidenciado a partir das curvas (I-V) e (P-V), conforme se mostra na Fig. 1. Assim, a partir destas curvas características, se pode observar que a medida que a irradiância e/ou a temperatura se modificam, a potência disponível, nos terminais do módulo PV, também varia. Fazendo com que o MPP se desloque, isto é, para cada modificação de irradiância e/ou temperatura, a carga, vista pelos terminais do módulo PV, deve ser modificada para garantir a operação no MPP. Assim, diversas técnicas são utilizadas em sistemas PV, para maximizar a produção de energia elétrica. Estas técnicas se baseiam no rastreamento contínuo do MPP (Esrám e Chapman, 2007).

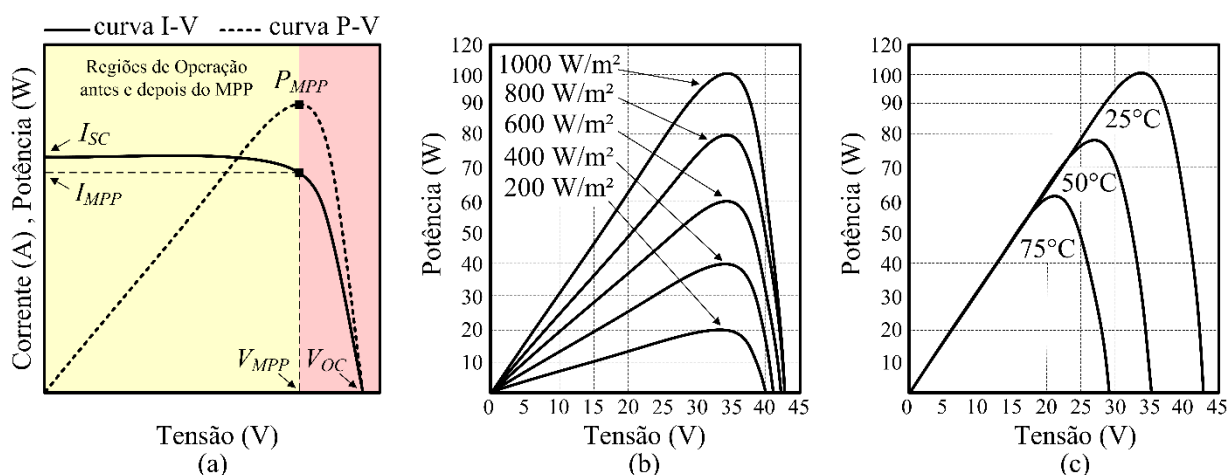


Figura 1- Curvas características típicas de módulos PV

Um dos métodos de MPPT mais comumente utilizado em sistemas PV, devido à sua simplicidade e baixo custo, é o método Perturba e Observa (P&O). Este método se baseia na realização de uma perturbação no sistema, e posterior observação da resposta à perturbação executada, a fim de localizar o MPP. A partir da aquisição de amostras de corrente (I_{PV}) e de tensão (V_{PV}) do painel PV, determina-se a potência instantânea extraída do painel. Em um conversor estático c.c.-c.c., esta perturbação pode ser realizada através do aumento ou diminuição do ciclo de trabalho.

O algoritmo de MPPT implementado é uma variação do método P&O, e utiliza a derivada da potência fornecida pelo módulo em relação a tensão nos seus terminais (dP_{PV}/dV_{PV}), para a identificação do ponto de operação do sistema, e a derivada temporal da tensão de saída do módulo PV (dV_{PV}/dt), como informação primordial para ajustar, linearmente a taxa de incremento do ciclo de trabalho do conversor $\hat{C}uk$, e assim, melhorar a resposta dinâmica e a precisão do sistema de MPPT.

Nas sessões seguintes, será descrita a operação do conversor $\hat{C}uk$ e a estratégia de controle do algoritmo de MPPT proposto. Ainda, serão apresentados os resultados de simulação do algoritmo de MPPT implementado, bem como os resultados experimentais do microinversor, em uma abordagem baseada na operação do conversor $\hat{C}uk$ controlado pelo algoritmo de MPPT.

2. OPERAÇÃO DO MICROINVERSOR

Os conversores estáticos da família Flyback (Flyback, Redutor-Elevador, SEPIC, $\hat{C}uk$ e Zeta) (Lamar, *et al.*, 2009) operando no MCD, são amplamente utilizados em implementações de microinversores dedicados a sistemas fotovoltaicos, sendo uma das melhores soluções para aplicações em baixa potência (Zhiliang, Xiao-Fei e Yan-Fei, 2013). Isto se deve a vários fatores, tais como: a) a sua simplicidade topológica, b) baixo custo de implantação, c) simplicidade do projeto da malha de controle, d) capacidade de sintetizar uma onda de tensão/corrente senoidal, em valor absoluto, através da simples variação do ciclo de trabalho de acordo com uma lei senoidal, como mostrado na Eq. (1). Uma vez que, no MCD, a tensão de saída do conversor $\hat{C}uk$ é linearmente dependente do ciclo de trabalho ($d(\omega t)$), conforme expressa a Eq. (2) (Kyritsis, *et al.*, 2008)(Neshaastegaran e Karshenas, 2013).

$$d(\omega t) = d_{\max} |\text{sen}(\omega t + \phi)| \quad (1)$$

onde, d_{\max} é determinado por meio do algoritmo de MPPT, e ϕ é o valor absoluto do deslocamento de fase introduzido pelo microinversor $\hat{C}uk$.

$$V_o = \frac{V_{PV}}{\sqrt{K}} d(\omega t) \quad (2)$$

onde, V_o é a tensão de saída do conversor, V_{PV} é a tensão nos terminais de entrada do conversor, e,

$$K = \frac{2L_{eq}}{T_s R}; \quad L_{eq} = \frac{L_1 L_2}{L_1 + L_2}; \quad T_s \text{ é, o período de comutação.}$$

Assim, tendo em vista, as vantagens acima destacadas, e o comportamento de fonte de corrente, tanto do ponto de vista da entrada como da saída do conversor $\hat{C}uk$, apontam para o uso deste conversor, operando no MCD, como uma solução satisfatória para a realização de um inversor módulo integrado.

O microinversor proposto neste trabalho, pode ser subdividido em três estágios, conforme apresentado na Fig. 2. O primeiro estágio consiste na associação em série de dois módulos PV, Siemens®, modelo SR50, Tab. 1, resultando em uma potência nominal de $100 W_p$ sob condições de ensaio padrão (do inglês, *Standard Test Conditions - STC*). Este painel é conectado em paralelo a um capacitor (C_{pv}), de elevado valor, o qual tem por função o armazenamento da energia excedente, produzida no painel, a cada instante, e entregá-la ao conversor, quando a potência momentânea, demandada pela carga excede o valor instantâneo produzido pelo painel, dado o comportamento senoidal quadrático da potência entregue a rede elétrica.

O segundo estágio é constituído por um conversor $\acute{C}uk$, sendo responsável pelo isolamento galvânico, pela síntese de uma forma de onda de corrente senoidal retificada em sua saída, e pelo casamento de impedâncias entre o módulo PV e a rede elétrica. Portanto, através do controle do ciclo de trabalho máximo (d_{max}) do conversor $\acute{C}uk$ é possível rastrear o MPP em diferentes condições climáticas (irradiância solar e temperatura do módulo PV) sem distorcer a forma de onda senoidal da corrente. Tendo em vista que, apenas o conversor $\acute{C}uk$ opera em alta frequência (20 kHz, neste estudo de caso), as perdas de comutação no microinversor proposto, o qual é apresentado na Fig. 2, serão significativas, apenas na chave S , e no diodo D , deste conversor.

O terceiro e último estágio consiste de um inversor de corrente (do inglês, *Current Source Inverter - CSI*) em ponte completa. Este dispositivo permite a obtenção de uma forma de onda de corrente senoidal a partir da corrente de saída sintetizada pelo conversor $\acute{C}uk$, a qual é uma forma de onda de corrente senoidal, em valor absoluto, sincronizada com a tensão da rede elétrica da concessionária. Assim, o inversor em ponte completa opera na frequência da rede, ou seja, 50 Hz ou 60 Hz, e portanto, suas perdas de comutação são negligenciáveis, apresentando apenas perdas em condução.

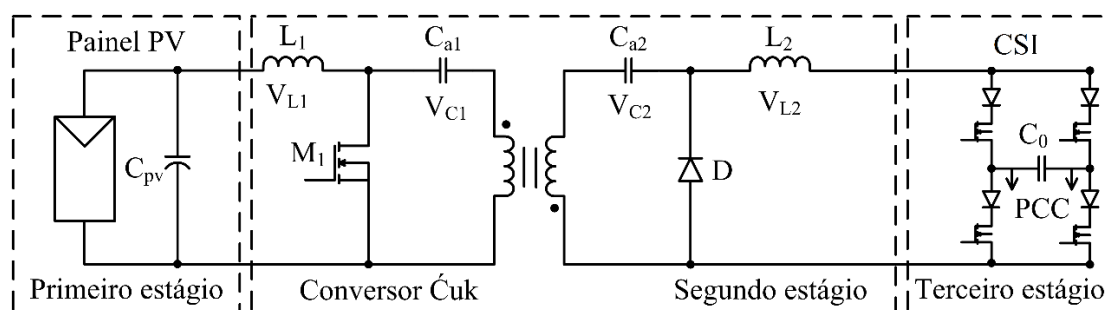


Figura 2- Sistema de conversão de energia proposto.

Tabela 1 – Especificações do Módulo PV Siemens® Modelo SR50 em STC.

Parâmetros Elétricos do Módulo PV	Valor
Máxima potência P_{max}	50,00 [W _p]
Corrente de máxima potência I_{MPP}	2,95 [A]
Tensão de máxima potência V_{MPP}	17,00 [V]
Corrente de curto-circuito I_{SC}	3,20 [A]
Tensão de circuito aberto V_{OC}	21,60 [V]

3. ALGORITMO DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

O ponto de máxima potência em um painel PV não é constante, uma vez que é dependente da irradiância solar e da temperatura do painel, conforme se destaca na Fig. 1 (Femia, *et al.*, 2005). Algoritmos de MPPT são, portanto, utilizados para extrair a máxima energia disponível no painel PV em qualquer instante de tempo. Em conversores estáticos, o MPPT atua através do ciclo de trabalho do conversor, com o objetivo de atingir o MPP.

Entre os vários algoritmos de MPPT existentes, o método P&O foi um dos primeiros métodos propostos, dado sua simplicidade de implementação. No algoritmo P&O, a taxa de incremento do ciclo de trabalho (Δd) determina a resposta do sistema de controle, isto é: grandes perturbações no ciclo de trabalho reduzem o tempo de convergência, no entanto, aumentam a oscilação em torno do MPP, semelhante a um grande ganho estático em um sistema de controle proporcional baseado no erro. Por outro lado, se Δd é reduzido, a oscilação em torno do MPP diminui, entretanto, o tempo necessário para atingir o MPP aumenta, o que resulta numa incapacidade para responder adequadamente a transições rápidas na irradiância solar incidente sobre o painel, ocasionadas, por exemplo, pela passagem de nuvens.

A fim de superar as limitações expostas, o algoritmo P&O derivativo utiliza a derivada da tensão instantânea no painel PV em relação ao tempo (dV_{PV}/dt) para a determinação automática de Δd . Assim, quando o valor da dV_{PV}/dt é elevado, o algoritmo pode usar grandes valores de Δd , pois o ponto atual ainda está distante do MPP e vice-versa (Pandey, *et al.*, 2008)(Subudhi e Pradhan, 2013). O emprego desta estratégia se justifica, porque em módulos PV a dP_{PV}/dV_{PV} é praticamente igual a dV_{PV}/dt , para valores de V_{PV} inferiores a V_{MPP} , dado que nesta faixa a corrente fornecida pelo painel I_{PV} é praticamente constante, conforme se depreende da Fig. 1.

3.1 Método P&O convencional

O método P&O convencional atua através do incremento e decremento da carga aplicada ao painel PV. Neste método, mede-se a tensão e a corrente do painel PV para obtenção da potência, assim, o valor obtido a cada ciclo de cálculo é comparado com a potência do ciclo anterior. Se a potência aumentou no ciclo atual o algoritmo aumenta a carga aplicada ao painel PV, e, caso contrário, a reduz.

A variação da carga aplicada ao painel PV é definida por meio do incremento e do decremento do ciclo de trabalho máximo (d_{max}) do conversor estático o qual segue a lei de variação expressa pela Eq. (3), de acordo com a taxa de incremento do ciclo de trabalho (Δd), a qual, no método P&O convencional, tem valor fixo.

$$d_{max}(t) = d_{max}(t-1) \pm \Delta d \quad (3)$$

3.2 Método P&O derivativo

O método P&O derivativo, proposto por (Lei, Wei, *et al.*, 2012), emprega a derivada da potência no painel (dP_{PV}/dV_{PV}), para a determinação de sua região de operação, isto é, se o painel está operando em uma região anterior ou posterior ao MPP. Assim, valores positivos da taxa de crescimento da potência em seus terminais, indicam que o MPP ainda não foi atingido, e vice-versa, Fig. 1.

Uma forma complementar deste método foi proposta por (Rambo, Dos Reis, *et al.*, 2014), aplicado ao conversor *Flyback*. No método proposto, a derivada temporal da tensão nos terminais do painel PV (dP_{PV}/dt), é empregada para a determinação instantânea da taxa de incremento ótima do ciclo de trabalho (Δd), segundo se expressa na Eq. (4).

$$\Delta d = G \frac{dV_{PV}}{dt} + k \quad (4)$$

3.3 Implementação do Método P&O derivativo

Este trabalho propõe o uso do método P&O derivativo, aplicado ao conversor *Cuk*, a fim de ajustar a carga “vista” pelo painel, de tal forma que o painel PV opere no MPP. A sequência de funcionamento deste algoritmo é apresentada na Fig. 3. Inicia-se com a leitura dos valores de tensão e de corrente no capacitor de desacoplamento (C_{PV}), e em seguida se determina a potência fornecida pelo painel PV. Na sequência, realiza-se a divisão da derivada da potência pela derivada da tensão (dP_{PV}/dV_{PV}), obtida nos terminais do painel PV. Desta forma, o algoritmo utiliza os valores das derivadas para comparar o valor instantâneo atual com o valor instantâneo imediatamente anterior, a fim de determinar a região de operação do painel em relação ao MPP. Com base na derivada temporal da tensão nos terminais do painel PV (dP_{PV}/dt), Δd é determinado a cada momento e assume a forma variável segundo Eq. (4).

A taxa de aumento do ciclo de trabalho Δd é determinada por uma lei linear, como apresentada na Eq. (4). A derivada da tensão em relação ao tempo (dV_{PV}/dt) nos terminais do painel PV é escalonada por um fator de ganho (G), a fim de reduzir a sua magnitude, e adicionada a um nível de polarização (k).

A implementação da estratégia de controle é realizada no ambiente Matlab/Simulink®, que gera os sinais de controle para todos os elementos ativos do microinversor, assim como o monitoramento da tensão e da corrente no painel PV, através de uma placa DSP do fabricante dSPACE®. A implementação do algoritmo de MPPT derivativo, descrito no fluxograma da Fig. 3, em ambiente Matlab/Simulink® é apresentado na Fig. 4.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS EXPERIMENTAIS

O algoritmo de MPPT proposto foi implementado no ambiente de software Matlab/Simulink®, enquanto que o controle em tempo real do conversor *Cuk* foi implementado em hardware através de um controlador DSP, modelo dSPACE® DS1104, que é totalmente programável a partir do ambiente do Simulink®.

Neste estudo foi considerado um perfil de irradiância solar que segue um padrão de forma de onda triangular, variando a uma frequência de 1 Hz, e de 200 a 800 W/m² em amplitude. A Fig. 5 descreve o comportamento da potência máxima disponível (MPP) e a potência rastreada pelo algoritmo proposto de MPPT, em função do tempo, nos terminais do painel PV. Este resultado foi obtido a partir do perfil de irradiância solar acima descrito, o qual culmina em níveis de captura de energia de 18,7 a 80 W, de acordo com as características do painel PV. A potência extraída é extremamente próxima à potência máxima disponível no painel fotovoltaico, conforme apresentado na Fig. 5. A mesma figura, também apresenta um detalhe da onda, mostrando a máxima potência disponível (MPP), assim como a potência extraída do painel PV, através do uso do algoritmo de MPPT. A inserção deste detalhamento se fez necessário, uma vez que praticamente não há diferença significativa entre a potência disponível e a potência realmente extraída, pelo algoritmo de MPPT proposto.

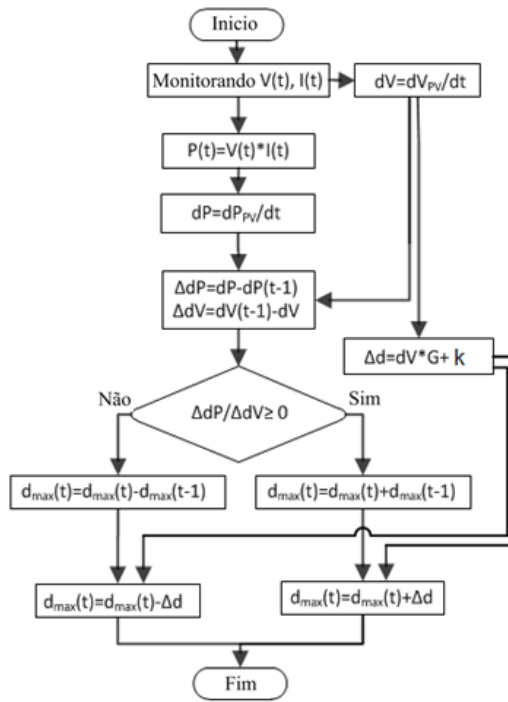


Figura 3- Fluxograma do MPPT proposto por (Rambo, Dos Reis, et al., 2014).

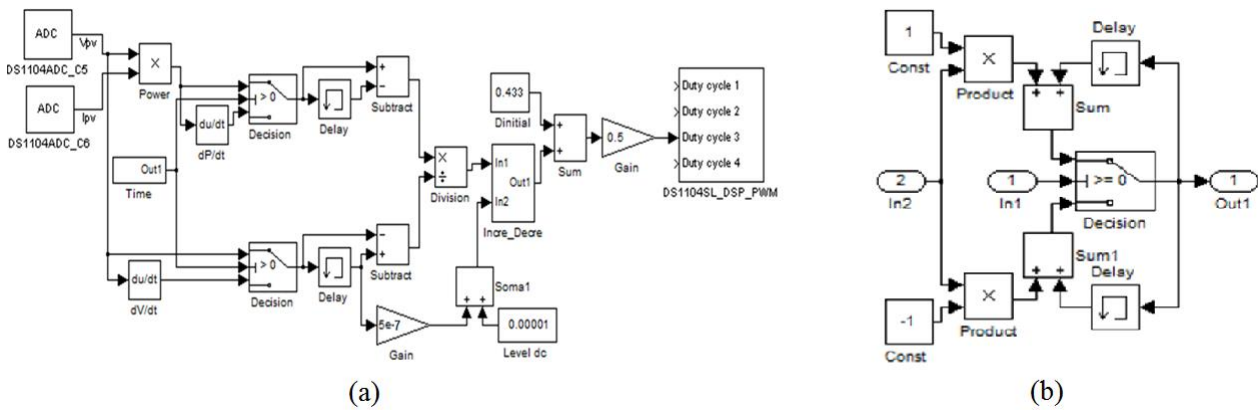


Figura 4- (a) Ambiente do Simulink® com o algoritmo proposto, (b) detalhamento do bloco incrementador.

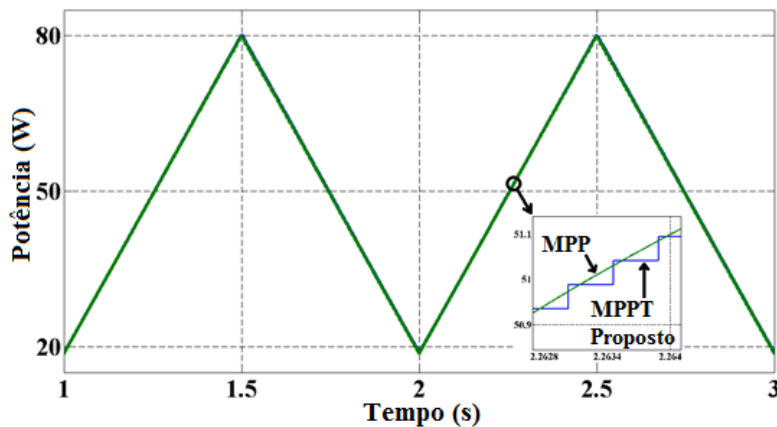


Figura 5- Performance do algoritmo de MPPT proposto.

Para destacar, ainda mais, o ótimo desempenho do método de MPPT P&O derivativo proposto, em relação ao método P&O convencional, ambos foram submetidos ao mesmo padrão de irradiância, apresentado na Fig. 5, e os resultados são apresentados na Fig. 6. O método P&O derivativo segue fielmente a curva do MPP, no entanto, o método

P&O convencional não consegue atingir o mesmo desempenho, e conseqüentemente, não extrai toda a energia disponível no PV, conforme demonstrado na Fig. 6.

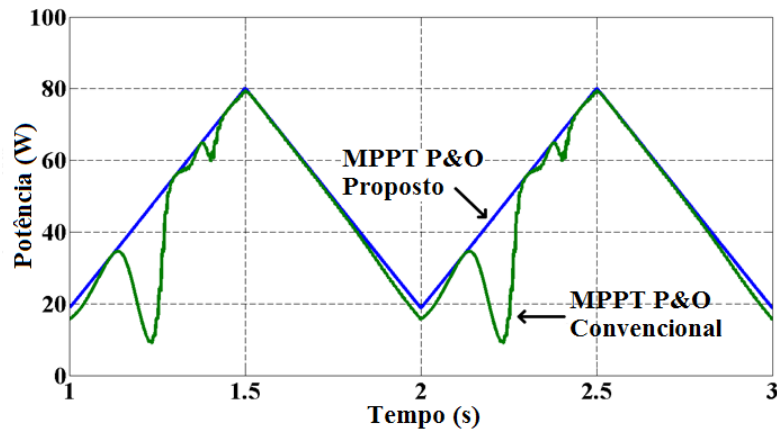


Figura 6- Performance do algoritmo de MPPT P&O clássico.

A Fig. 7 apresenta as seguintes variáveis: a) a tensão de saída no painel PV, que consiste em dois módulos fotovoltaicos conectados em série (V_{PV}), ligados em paralelo ao capacitor (C_{PV}), b) a corrente de saída do painel PV (I_{PV}), e c) o ciclo de trabalho máximo do conversor (d_{max}). A curva V_{PV} representa a tensão nos terminais do painel PV, enquanto a curva I_{PV} mostra, a corrente extraída do painel PV, a qual apresenta características semelhantes ao padrão de irradiância, utilizado na simulação digital do sistema. Estes resultados são obtidos através do emprego do algoritmo de MPPT proposto, apresentado na Fig. 4.

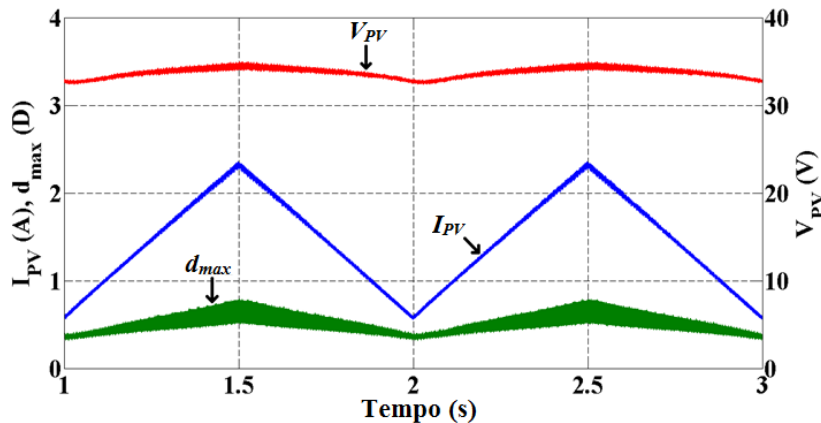


Figura 7- Formas de onda da tensão (V_{PV}), da corrente (I_{PV}) e do ciclo de trabalho máximo (d_{max}).

Como mencionado anteriormente, além de extrair a máxima potência disponível no painel PV, de forma quase instantânea, o sistema deve também assegurar que o microinversor sintetize uma forma de onda de corrente senoidal, na frequência da rede elétrica (50 ou 60 Hz), sincronizada com a rede elétrica. Uma vez que o conversor $\hat{C}uk$, operando no MCD, é capaz de gerar uma onda de corrente senoidal em valor absoluto, o ciclo de trabalho deve variar de acordo com uma lei senoidal em módulo, conforme expressa a Eq. (1). Embora a variável de controle para a obtenção do MPP seja d_{max} , esta variável deve ser mantida constante ao longo de um ciclo da rede, para evitar que sejam geradas distorções na corrente de saída do conversor.

Um protótipo do microinversor $\hat{C}uk$ proposto neste estudo, foi implementado em laboratório, de acordo com as especificações apresentadas na Tab. 2.

Os terminais do microinversor foram conectados a uma carga resistiva. A Fig. 8, mostra a forma de onda da tensão de saída do microinversor, nesta configuração. Tendo em vista que, a tensão em um resistor é uma imagem da corrente que por ele circula, se pode concluir que, o desejado comportamento senoidal, da forma de onda da corrente de saída do microinversor foi obtido. Assim, os satisfatórios resultados instigam a sequência deste estudo, que inclui a conexão do microinversor à rede elétrica da concessionária.

Tabela 2 – Parâmetros do microinversor

Parâmetro	Valor
Potência máxima $P_{m\acute{a}x}$	100 [W]
Tensão de entrada nominal	34 [V]
Tensão de saída	127 [V]
Frequência de comutação	20 [kHz]
Frequência de saída	60 [Hz]

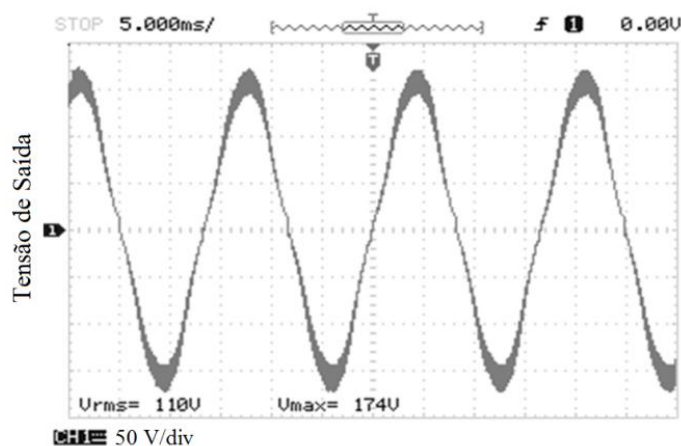


Figura 8- Forma de onda da tensão de saída do microinversor alimentando uma carga resistiva.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um estudo sobre um microinversor baseado no conversor *Ćuk* isolado, operando no MCD, sintetizando em sua saída uma forma de onda de corrente senoidal, alimentado a partir de um conjunto de módulos PV.

A estratégia de controle apresentada permite a sintetização de uma forma de onda de corrente senoidal de alta qualidade, a fim de ser injetada na rede elétrica, bem como garante que o sistema esteja operando no MPP.

O algoritmo de MPPT P&O derivativo utilizado apresenta uma melhora considerável no desempenho do rastreamento do MPP, quando comparado ao método P&O clássico. Esta melhora é baseada no uso da relação de proporcionalidade entre a amplitude do valor da derivada temporal da tensão nos terminais do painel PV, e à distância entre a potência real e o MPP. O baixo custo computacional, referente ao cálculo da derivada da tensão em relação ao tempo, é também um elemento importante, que contribui para o aumento do desempenho do algoritmo de MPPT.

A redução no passo de cálculo do ciclo de trabalho no rastreamento do MPP reduz as flutuações ao redor deste ponto, o que significa um aumento na eficiência de extração da máxima energia disponível. Em outras palavras, o algoritmo de MPPT P&O derivativo aperfeiçoou o desempenho do microinversor, tanto no estado estacionário, como no estado dinâmico, em comparação aos seus antecessores.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer o apoio da PUCRS (Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul), FAPERGS (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul), CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e Hewlett-Packard Brasil Ltda que tornou possível esta investigação. Este trabalho foi realizado em cooperação com a Hewlett-Packard Brasil Ltda usando incentivos da Lei de Informática Brasileira (Lei nº 8.248 de 1991).

REFERÊNCIAS

- Esrn, T.; Chapman, P.L., "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," in Energy Conversion, IEEE Transactions on , vol.22, no.2, pp.439-449, June 2007
- Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M., "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method," Power Electronics, IEEE Transactions on, vol.20, no.4, pp.963,973, July 2005.

- Kyritsis, A. C.; Tatakis, E. C.; Papanikolaou, N. P. "Optimum Design of the Current-Source Flyback Inverter for Decentralized Grid-Connected Photovoltaic Systems," IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 23, p. 281-293, 2008.
- Lamar, D. G., J. S. Zúñiga, A. R. Alonso, M. R. González, and M. M. Hernando Álvarez. "A Very Simple Control Strategy for Power Factor Correctors Driving High-Brightness LEDs," IEEE Transactions on Power Electronics v. 24: p. 2032–42, 2009.
- Lei, T., Wei, X., Chengbi, Z., Jinhua, L., and Jinwei, H., "One Novel Variable Step-Size MPPT Algorithm For Photovoltaic Power Generation," in IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2012, pp. 5750-5755.
- Mai, T., et al. Renewable Electricity Futures Study. Executive Summary. No. NREL/TP-6A20-52409-ES. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2012.
- Neshaastegaran, P.; Karshenas, H. R. Investigation of Single-Stage Flyback Inverter Under Different Operating Modes. 2013 4th Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC) in Power Electronics. 2013. p. 288-293.
- Pandey, A., Dasgupta, N., and Mukerjee, A. K., "High-Performance Algorithms for Drift Avoidance and Fast Tracking in Solar MPPT System," Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 23, pp. 681-689, 2008.
- Rambo, C. E. B., dos Reis, F.B.; Pedrollo, G.R.; dos Reis, F.S., "Improving Performance of the P&O MPPT Using Derivative of Photovoltaic Panel Voltage," Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE , pp.5546,5551, Oct. 29 2014-Nov. 1 2014.
- Subudhi, B. and Pradhan, R., "A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems," Sustainable Energy, IEEE Transactions on, vol. 4, pp. 89-98, 2013.
- Zhiliang, Z.; Xiao-Fei, H.; Yan-Fei, L. An Optimal Control Method for Photovoltaic Grid-Tied-Interleaved Flyback Microinverters to Achieve High Efficiency in Wide Load Range. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 28, p. 5074-5087, 2013.

MODULE INTEGRATED INVERTER BASED ON ĆUK CONVERTER FOR μ DG PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH MPPT

Abstract. *This paper presents the study and development of a microinverter that could be used in the connection of renewable energy sources to the commercial power grid, in a scenario of distributed microgeneration (μ DG). The system consists of a Ćuk converter associated with a full-bridge current inverter operating at mains frequency. The Ćuk converter, operating in DCM, is responsible for producing a rectified sinusoidal current waveform synchronized with the electric grid. The function of the full-bridge inverter connected in cascade with the converter is to reverse every 180° the current generated at the output of the Ćuk converter. A fast and robust MPPT algorithm based on the derivative of power and the derivative of the voltage on the PV panel is presented and then implemented on a Matlab/Simulink[®] environment together with a dSPACE[®] platform. Initially, this paper presents the proposed microinverter topology, using the Ćuk converter operating in DCM, followed by the implemented MPPT strategy. Lastly, simulated and experimental results for the proposed system are presented and discussed.*

Key words: *Microinverter, Ćuk, MPPT*