

PROJETO DE CONTROLADORES POR MODOS DESLIZANTES DE UM CONVERSOR FONTE DE TENSÃO UTILIZADO PARA CONECTAR UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO À REDE ELÉTRICA

IGOR D. N. DE SOUZA*, GABRIEL A. FOGLI*, PEDRO G. BARBOSA*, PEDRO M. DE ALMEIDA*,
JANAÍNA G. DE OLIVEIRA*

**Núcleo de Automação e Eletrônica de Potência (NAEP)
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE)
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)
Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil*

Emails: igor.souza@engenharia.ufjf.br, gabriel.fogli@engenharia.ufjf.br,
pedro.gomes@ufjf.edu.br, pedro.machado@engenharia.ufjf.br,
janaina.oliveira@ufjf.edu.br

Abstract— This paper presents steps of modeling and SMC controller design of a three-phase, single-stage photovoltaic system which is connected to a distribution network. Two cascaded control loops are designed, the inner one controls the injected current into the network while the external loop controls the converter DC bus voltage. The performance of the designed control system is tested under steady state and transient conditions for variations in the input power. Simulation results are presented to evaluate and validate the design of the proposed controllers.

Keywords— Sliding mode control, voltage source converter, distributed generation system, photovoltaic energy.

Resumo— Este artigo apresenta os passos para modelagem e projeto de controladores por modos deslizantes de um sistema de geração fotovoltaico trifásico de único estágio para ser conectado à uma rede elétrica de distribuição. São projetadas duas malhas de controle em cascata, a interna controla a corrente injetada na rede, enquanto a malha externa regula a tensão no barramento CC. O desempenho do sistema de controle é testado em regime permanente e transitório para variações na potência dos painéis fotovoltaicos. Resultados de simulação são apresentados para avaliar e validar o projeto dos controladores proposto.

Palavras-chave— Controle por modos deslizantes, conversor fonte de tensão, sistema de geração distribuído, energia fotovoltaica.

1 Introdução

Atualmente, a conexão de sistemas de geração distribuídos (SGD) à rede elétrica de distribuição constitui uma tendência mundial. SGDs representam uma alternativa para atender o aumento do consumo de energia elétrica, minimizar o impacto ambiental e diversificar a matriz energética, aliada com a redução das reservas de combustíveis fósseis (ANEEL, 2014), (EPE, 2014) e (EPIA, 2014).

Um diagrama de blocos onde a fonte alternativa de energia elétrica baseada em painéis fotovoltaicos (PV) é conectada à uma rede CA trifásica através de um conversor fonte de tensão (*Voltage Source Converter - VSC*) está ilustrado na Figura 1. VSCs são geralmente utilizados na transferência de potência de um sistema CC para um sistema CA ou na realização de conexões back-to-back em sistemas CA de diferentes frequências. Além disso, com uma estrutura de controle adequada é possível controlar o fluxo de potência ativa e reativa nos terminais de saída do VSC em ambas direções (Bose, 2010). Diversos métodos de controle de conversores estáticos conectados à rede CA são listados em (Huseinbegovic et al., 2012). Geralmente, as estratégias de controle do VSC

podem ser classificadas como Controle Orientado por Tensão (*Voltage Oriented Control - VOC*) e Controle Orientado de Fluxo Virtual (*Virtual Flux Oriented Control - VFOC*) (Fogli et al., 2015). Esses métodos são baseados na decomposição das correntes e tensões CA em componentes de potência ativa e reativa, posicionados em um eixo de rotação síncrono. Devido a isso, potência ativa e reativa podem ser controladas através de controladores proporcional integral (PI). Entretanto, o desempenho desta estratégia de controle depende completamente do desacoplamento da corrente, do ajuste preciso dos parâmetros do PI e das condições de tensão da rede elétrica (Hu et al., 2010).

Uma outra proposta de controle, de forma a evitar as desvantagens apresentadas em controladores clássicos, é a utilização do controlador por Modos Deslizantes. De acordo com (Tan et al., 2012), o controle em modos deslizantes (*Sliding Mode Control - SMC*) é um tipo de controle desenvolvido para controlar sistemas de estrutura variáveis (*Variable Structure Systems - VSS*). A ideia principal por trás da teoria VSS é projetar algoritmos de controle que forcem o movimento das variáveis de estado em direção das superfícies pré-definidas (Gao e Hung, 1993). O SMC

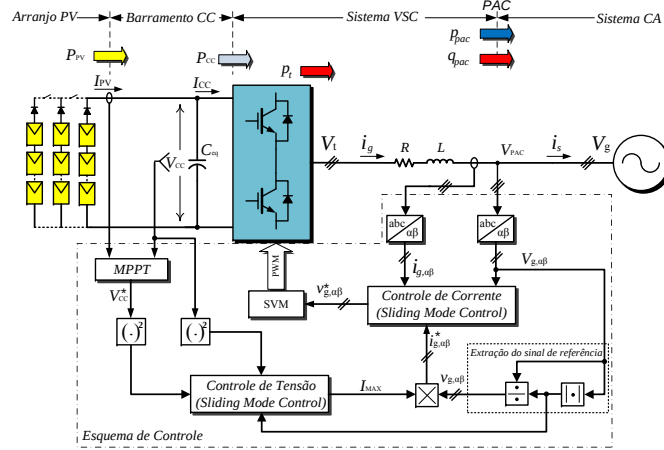


Figura 1: Diagrama do conversor fonte de tensão conectado à rede CA.

é um esquema de controle de comutação em alta frequência, no qual suas principais características são: simples implementação, rejeição de distúrbio, robustez e resposta rápida (Utkin, 1993) e (Hu et al., 2010). O conversor fonte de tensão é um sistema de estrutura variável (VSS) sendo, portanto, um candidato natural para utilizar um controle não linear tal como o SMC (Gao e Hung, 1993) e (Pinto e Silva, 2004).

Este trabalho apresenta as etapas da modelagem e do projeto dos controladores SMC de um sistema de geração fotovoltaico trifásico de um único estágio para ser conectado à uma rede elétrica de distribuição. São projetadas duas malhas de controle em cascata, a interna controla a corrente injetada na rede, enquanto a malha externa regula a tensão no barramento CC. Além disso, este artigo apresenta um método para calcular os ganhos dos controladores SMC. O desempenho do sistema de controle é testado em regime permanente frente a variações em potência convertida pelos painéis PV.

O trabalho está organizado da seguinte forma: Na Seção 2 são descritas as principais características do projeto. A Seção 3 apresenta a modelagem matemática do sistema proposto. Já na Seção 4 é realizado o projeto dos controladores SMC. Em 5 resultados de simulação são apresentados para demonstrar e validar o bom desempenho do sistema de geração fotovoltaico e na Seção 6 são discutidas as principais conclusões do trabalho.

2 Descrição do Sistema

Conforme mostrado no diagrama da Figura 1, o sistema utiliza um estágio de conversão de energia para processar a potência ativa gerada pelos painéis PV e injetá-la na rede CA.

Apesar de todas as vantagens dos sistemas de energia solar, a eficiência de conversão de energia é baixa e o custo de aquisição inicial é elevada. Assim, a utilização do rastreamento do ponto de má-

xima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) torna-se necessário para extrair a energia máxima disponível. Este ensaio utiliza a condutância incremental (*Incremental Conductance* - IC) (de Brito et al., 2010).

A variável de saída do algoritmo MPPT é um sinal de referência para o controlador de tensão. O controlador de tensão fornece a referência de amplitude de corrente. Enquanto o bloco de extração do sinal de referência fornece um sinal senoidal unitário para gerar as correntes de referência, nas coordenadas $\alpha\beta$.

Em seguida, o SMC é usado para controlar as correntes no PAC. Um circuito de sincronização não é necessário, uma vez que o esquema de controle é baseado em coordenadas de eixos estacionários. O padrão de comutação é definida através de uma estratégia de modulação vetorial (*Space Vector Modulation* - SVM). Os terminais de saída do VSC são conectados à rede de distribuição através de banco de indutores.

3 Modelagem matemática do SGD

Na modelagem apresentada a seguir será utilizada o conceito de vetor espacial (Yazdani e Iravani, 2010) e (Almeida et al., 2012). Desconsiderando os harmônicos de corrente e tensão gerados pela comutação dos interruptores do VSC pode-se simplificar o circuito do sistema de distribuição do lado CA conforme ilustrado na Figura 2. Resolvendo o circuito através das leis de Kirchhoff:

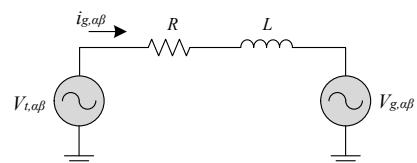


Figura 2: Circuito equivalente da rede elétrica conectada com o conversor CC/CA representada no eixo estacionário $\alpha\beta$.

$$\vec{V}_{t,\alpha\beta} = R\vec{I}_{g,\alpha\beta} + L\frac{d\vec{I}_{g,\alpha\beta}}{dt} + \vec{V}_{g,\alpha\beta}, \quad (1)$$

onde, $\vec{I}_g$, $\vec{V}_g$ e $\vec{V}_t$ são os vetores espaciais de corrente, tensão da rede elétrica e tensão terminal do VSC.

Isolando a derivada da corrente da equação (1) e separando os vetores espaciais nas direções α e β , pode-se escrever a seguinte relação:

$$\begin{cases} \frac{di_{g,\alpha}}{dt} = \frac{1}{L}(V_{t,\alpha} - V_{g,\alpha}) - \frac{R}{L}i_{g,\alpha} \\ \frac{di_{g,\beta}}{dt} = \frac{1}{L}(V_{t,\beta} - V_{g,\beta}) - \frac{R}{L}i_{g,\beta} \end{cases}. \quad (2)$$

Além da modelagem matemática do lado CA, é necessário incluir também a modelagem do comportamento dinâmico da tensão CC do conversor estático.

De acordo com o diagrama de blocos da Figura 1, a potência nos terminais do capacitor CC é igual a diferença entre a potência ativa nos terminais dos painéis PV e a potência ativa nos terminais do conversor CC/CA. Portanto, a relação de potência ativa deste sistema pode ser escrita como:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C_{eq} V_{CC}^2 \right) = P_{PV} - p_t. \quad (3)$$

Negligenciando os harmônicos de comutação gerados pelo VSC, e considerando nula as perdas nas resistências de saída do conversor VSC, baseado em (Akagi et al., 2007) pode-se escrever a seguinte aproximação:

$$p_t \approx p_{ac} = (V_{g,\alpha} i_{g,\alpha} + V_{g,\beta} i_{g,\beta}) = \left(\frac{3}{2} \right) \hat{V}_{pac} I_{max}, \quad (4)$$

onde p_t é o valor da potência ativa nos terminais do conversor e p_{pac} é o valor da potência ativa no ponto de acoplamento comum do SGD, $\hat{V}_{pac}$ é o pico da tensão no ponto de acoplamento comum e I_{max} é o pico da corrente de referência. Com isso, pode-se reescrever (3) como:

$$\frac{d(V_{CC}^2)}{dt} = \left(\frac{2}{C_{eq}} \right) P_{PV} - \left(\frac{3}{C_{eq}} \right) \hat{V}_{pac} I_{max} \quad (5)$$

4 Projeto dos Controladores SMC

No diagrama de blocos da Figura 1 a saída do controle de tensão CC é multiplicada por um sinal senoidal unitário para gerar as correntes de referência em coordenadas $\alpha\beta$,

$$\begin{cases} i_{g,\alpha}^* = I_{max} v_{g,\alpha} \\ i_{g,\beta}^* = I_{max} v_{g,\beta} \end{cases}, \quad (6)$$

onde $i_{g,\alpha}^*$ e $i_{g,\beta}^*$ são as correntes de referência do controle de corrente, $v_{g,\alpha} = (V_{g,\alpha}/V_{g,pico})$ e $v_{g,\beta} = (V_{g,\beta}/V_{g,pico})$ são senóides de amplitudes unitárias.

4.1 Controlador de Corrente

O conceito principal do SMC é projetar sinais de controle descontínuos que conduzirão as variáveis de estado do sistema até superfícies no espaço de estados. Estas superfícies serão escolhidas de tal maneira que os estados do sistema convirjam assintoticamente até a origem, ou seja, que o erro seja nulo (Utkin, 1993). Desse modo, as superfícies deslizante escolhidas para controlar as correntes CA são definidas como:

$$\mathbf{S} = [S_\alpha \ S_\beta]^T. \quad (7)$$

Afim de melhorar a resposta transitória e diminuir o erro de estado permanente, as superfícies estão definidas com formas integrais e são escritas a seguir:

$$\begin{cases} S_\alpha = e_\alpha(t) + K_\alpha \int_0^t e_\alpha(\tau) d\tau \\ S_\beta = e_\beta(t) + K_\beta \int_0^t e_\beta(\tau) d\tau \end{cases}, \quad (8)$$

onde $e_\alpha = (i_{g,\alpha}^* - i_{g,\alpha})$ e $e_\beta = (i_{g,\beta}^* - i_{g,\beta})$ são os erros entre as referências e os valores medidos, K_α e K_β são constantes positivas que determinam o tempo de convergência do sistema.

Derivando o vetor $\mathbf{S}$ em (8) encontra-se as seguintes relações:

$$\begin{cases} \frac{dS_\alpha}{dt} = \frac{de_\alpha}{dt} + K_\alpha e_\alpha(t) = \frac{di_{g,\alpha}^*}{dt} - \frac{di_{g,\alpha}}{dt} + K_\alpha (i_{g,\alpha}^* - i_{g,\alpha}) \\ \frac{dS_\beta}{dt} = \frac{de_\beta}{dt} + K_\beta e_\beta(t) = \frac{di_{g,\beta}^*}{dt} - \frac{di_{g,\beta}}{dt} + K_\beta (i_{g,\beta}^* - i_{g,\beta}) \end{cases}, \quad (9)$$

Considerando S_α e S_β nulos, o perfeito rastreamento das correntes do conversor são obtidos derivando (9), ou seja, $\mathbf{S} = \frac{d\mathbf{S}}{dt} = 0$. Sendo esta condição satisfeita, o sistema irá convergir assintoticamente até a origem através das constantes de tempo $\tau_\alpha = \frac{1}{K_\alpha}$ e $\tau_\beta = \frac{1}{K_\beta}$ respectivamente de acordo com a seguinte igualdade:

$$\begin{cases} \frac{de_\alpha}{dt} = -K_\alpha e_\alpha(t) \\ \frac{de_\beta}{dt} = -K_\beta e_\beta(t) \end{cases}, \quad (10)$$

Uma abordagem de Lyapunov será utilizada como lei de controle e irá garantir a estabilidade do sistema. A função quadrática de Lyapunov selecionada é dada por

$$W = \left(\frac{1}{2} \right) \mathbf{S}^T \mathbf{S} \geq 0, \quad (11)$$

onde a derivada de W é,

$$\frac{dW}{dt} = \mathbf{S}^T \frac{d\mathbf{S}}{dt}. \quad (12)$$

Portanto, a derivada temporal de W é definitivamente negativa com $\mathbf{S} \neq 0$. Com isso, é possível escrever a seguinte lei de controle,

$$\begin{cases} V_{t,\alpha}^* = -L\omega_1 v_{g,\beta} I_{max} + Ri_{g,\alpha} + V_{g,\alpha} + \\ \quad + LK_\alpha e_\alpha + LY_\alpha \operatorname{sgn}(S_\alpha) \\ V_{t,\beta}^* = +L\omega_1 v_{g,\alpha} I_{max} + Ri_{g,\beta} + V_{g,\beta} + \\ \quad + LK_\beta e_\beta + LY_\beta \operatorname{sgn}(S_\beta) \end{cases}, \quad (13)$$

onde Y_α e Y_β são os ganhos positivos do controle, o operador $\operatorname{sgn}(\cdot)$ representa a função sinal sendo que $\operatorname{sgn}(S_\alpha)$ e $\operatorname{sgn}(S_\beta)$ definem a comutação das superfícies S_α e S_β , respectivamente.

As referências de tensão encontradas em (13) são utilizadas pelo bloco SVM para gerar os sinais de comutação PWM padrão.

Afim de proporcionar robustez ao controle SMC, a função sinal é inserida em (13). Contudo, para que as tensões de referência $V_{g,\alpha}^*$ e $V_{g,\beta}^*$ tenham um bom comportamento frente a distúrbios, os ganhos Y_α e Y_β têm de ser definidos adequadamente. Eles podem ser calculados para que as parcelas LY_α e LY_β sejam sempre maiores do que o maior distúrbio possível no sistema proposto. Devido a esse propósito, será apresentado a seguir uma alternativa de cálculo destes ganhos. Considerando a corrente de pico gerada pelos painéis solares fotovoltaicos a perturbação máxima do sistema de geração proposto,

$$I_{max} = \frac{P_{PV,max}}{\sqrt{3}\hat{V}_{pac}}, \quad (14)$$

o capacitor CC completamente carregado e a resistência de saída do conversor VSC nula, os ganhos podem ser aferidos como:

$$\begin{cases} LY_\alpha \geq \frac{P_{PV,max}}{\sqrt{3}\hat{V}_{pac}} \\ LY_\beta \geq \frac{P_{PV,max}}{\sqrt{3}\hat{V}_{pac}} \end{cases}. \quad (15)$$

4.2 Controlador de Tensão

Assim como no projeto do controlador de corrente, a superfície escolhida para controlar a tensão no barramento CC tem como objetivos principais melhorar a resposta transitória e diminuir o erro de estado permanente,

$$S_{CC} = e_{CC}(t) + C_{CC,2} \int_0^t e_{CC}(\tau) d\tau + C_{CC,3} \int_0^t \int_0^\tau e_{CC}(\tau) d\tau, \quad (16)$$

onde $e_{CC} = (V_{CC}^{*2} - V_{CC}^2)$ é o erro entre a referência e o valor atual medido, $C_{CC,2}$ e $C_{CC,3}$ são constantes positivas que garantem a convergência do sistema.

Dado que o aumento da ordem do controlador de um sistema geral melhora a precisão de regime permanente, é possível eliminar o erro de regulação de estado permanente através do aumento da ordem do controlador, ou seja, utilizando um termo integral adicional. Além disso, como o controlador de tensão provê apenas a amplitude do sinal de referência para o controlador de corrente, o acréscimo da integral dupla em (16) é importante uma vez que a superfície escolhida não possui a função sinal, responsável por garantir a robustez e o erro de estado permanente nulo do sistema. Derivando (16) é encontrada a seguinte relação:

$$\frac{dS_{CC}}{dt} = \frac{de_{CC}}{dt} + C_{CC,2} e_{CC} + C_{CC,3} \int_0^t e_{CC}(\tau) d\tau. \quad (17)$$

Assumindo que o sistema esteja em regime permanente, e por isso, a derivada da superfície é zero, pode-se considerar a seguinte relação:

$$\frac{de_{CC}}{dt} + C_{CC,2} e_{CC} + C_{CC,3} \int_0^t e_{CC}(\tau) d\tau = 0. \quad (18)$$

Os ganhos $C_{CC,2}$ e $C_{CC,3}$ podem ser determinados derivando (18), onde

$$\frac{d^2 e_{CC}}{dt^2} + C_{CC,2} \frac{de_{CC}}{dt} + C_{CC,3} e_{CC} = 0, \quad (19)$$

aplicando a transformada de Laplace na equação (19),

$$s^2 + C_{CC,2} s + C_{CC,3} e_{CC} = 0, \quad (20)$$

e comparada com a forma canônica $H(s) = s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2$ pode-se inferir que,

$$C_{CC,2} = 2\xi\omega_n, \quad (21)$$

e,

$$C_{CC,3} = \omega_n^2, \quad (22)$$

onde ξ e ω_n são respectivamente o fator de amortecimento e a frequência de corte da função de transferência.

Substituindo a equação (5) em (18), é possível escrever a seguinte lei de controle,

$$\hat{V}_{pac} I_{max} = +\frac{2}{3} P_{PV} - \frac{C_{eq}}{3} C_{CC,2} e_{CC} - \frac{C_{eq}}{3} \frac{dV_{CC}^{*2}}{dt} - \frac{C_{eq}}{3} C_{CC,3} \int_0^t e_{CC}(\tau) d\tau. \quad (23)$$

O controle externo de tensão precisa enviar apenas a corrente máxima de referência (I_{max}) para o controle de corrente, portanto, o valor encontrado em (23) é posteriormente dividido pelo pico da tensão no ponto de acoplamento comum ($\hat{V}_{pac}$).

5 Resultados de Simulação

Esta seção apresenta os resultados de simulação da tensão no barramento CC bem como das correntes CA trifásicas, controlados com base no SMC a fim de validar o desempenho dos esquemas de controle propostos. A simulação computacional foi feita utilizando o *PSIM Simulation Software* para verificar os resultados.

Neste trabalho utilizou-se as características do módulo *BPSX120* na modelagem do arranjo PV. Este módulo fornece 120 W de potência máxima nominal através de 33,7 V quando testadas sob uma irradiação de 1 kW/m² e temperatura ambiente de 25 °C (BPSOLAR., 2014). O conjunto PV é composto por doze módulos conectados em série em cada um dos dez ramos conectados em paralelo. No ponto de máxima potência, o arranjo PV fornece teoricamente 14,4 kW. Os parâmetros de simulação do sistema são apresentados na Tabela 1. Assumindo uma constante de

Tabela 1: Parâmetros do sistema.

Descrição	Valor
Tensão eficaz de linha (V_g)	220 V
Frequência da tensão (f_1)	60 Hz
Indutância de dispersão (L)	1,25 mH
Resistência série (R)	0,33 Ω
Tensão do barramento CC (V_{CC})	400 V
Capacitância CC (C_{eq})	4700 μF
Frequência de comutação (f_{sw})	20 kHz
Frequência de amostragem (f_s)	20 kHz

tempo dos controladores de corrente uma década maior que o período de comutação dos interruptores, $\tau_\alpha = \tau_\beta = 0,5$ ms. Já para o controlador de tensão, foi utilizado $\omega_n = 2\pi 40$ rad/s e $\xi = 2$. São encontrados os ganhos da Tabela 2. Na Figura 3 (a) são mostradas as formas de onda

Tabela 2: Ganho dos controladores.

Descrição	Valor
K_α e K_β	2000
Y_α e Y_β	31000
$C_{CC,2}$	1005,3
$C_{CC,3}$	63165

das correntes trifásicas do conversor. Já a tensão no barramento CC está ilustrada em vermelho na Figura 3 (b). Entre 0,05 s e 0,15 s, o VSC injeta toda a potência ativa proveniente das células PV. A partir de 0,15 s ocorre uma variação negativa na máxima potência fornecida pelo arranjo PV de aproximadamente 9 kW, enquanto que em 0,3 s um degrau positivo no MPP é aplicado para 14,4 kW. Este comportamento foi obtido aplicando uma variação em degrau da irradiação solar de 600 kW/m².

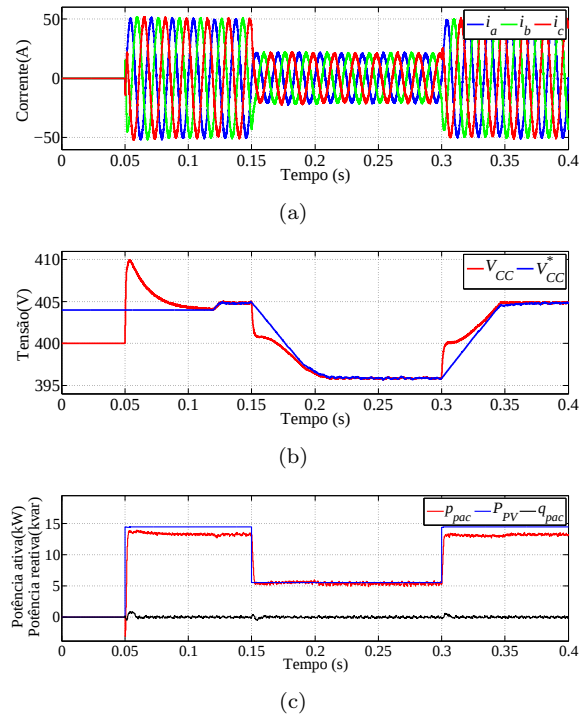


Figura 3: Three-phase output voltage and load current at the c-phase: (a) Correntes trifásicas injetadas na rede. (b) Sinais de tensão medido e de referência no barramento CC. (c) Formas de onda de potência: Ativa (p_{pac}) e reativa (q_{pac}) fornecida pelo VSC, e a do painel PV (P_{PV}).

Observa-se na Figura 3 (a) que a amplitude da corrente injetada na rede diminui, garantindo o equilíbrio de energia no sistema e por conseguinte a estabilização da tensão no barramento CC.

A tensão medida no barramento CC, ilustrada em vermelho na Figura 3 (b), atingiu a tensão de referência no barramento CC, definida pelo algoritmo MPPT-IC e ilustrada em azul na Figura 3 (b), num tempo de acomodação de 58 ms.

A Figura 3 (c) mostra a resposta do sistema para diferentes variações de potência no painel fotovoltaico. A potência ativa no ponto de acoplamento comum (p_{pac}) acompanha a variação de potência do painel PV (P_{PV}), descontando as perdas na resistência do filtro de saída do conversor VSC. Durante toda a simulação o fluxo de potência reativa (q_{pac}) é nulo, inferindo que a tensão e a corrente no PAC estão em fase.

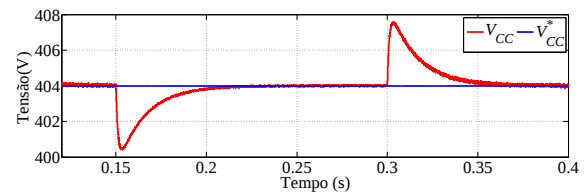


Figura 4: Sinais de tensão medido e de referência no barramento CC sem o MPPT.

A Figura 4 mostra o comportamento da ten-

são no barramento CC afim de validar o projeto do SMC. Esta análise foi realizada sobre as mesmas condições de variação da potência ativa PV anterior, entretanto a referência de tensão do barramento foi fixada em 404 V.

6 Conclusões

Neste artigo foram propostas as etapas da modelagem e do projeto de controladores SMC para serem utilizados em um sistema de geração fotovoltaico de único estágio, conectado à rede elétrica. A malha interna, que tem como objetivo controlar a corrente injetada na rede CA, é responsável pela qualidade da energia gerada. Já a malha externa que controla a tensão no barramento CC é responsável pelo fluxo de potência ativa entre o SGD e o sistema elétrico de potência.

Baseados nos resultados obtidos na seção anterior é possível concluir que os controladores SMC projetados foram capazes de conduzir adequadamente as variáveis de estado frente a variações na potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos. Além disso, estes resultados mostraram que o SMC pode ser visto como opção de controle do barramento CC, uma vez que o seu projeto garantiu uma operação satisfatória do sistema de geração distribuída.

Agradecimentos

Os autores agradecem aos seguintes órgãos de fomento e instituições pelo suporte financeiro destinado ao desenvolvimento deste trabalho: CNPq, FAPEMIG, INERGE (INCT/Energia Elétrica) e UFJF.

Referências

- Akagi, H., Watanabe, E. H. e Aredes, M. (2007). *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, Vol. 31, John Wiley & Sons.
- Almeida, P. M., Barbosa, P. G., Ferreira, A. A. e Braga, H. A. C. (2012). Projeto dos controladores de um conversor vsc usado para conectar um sistema de geração fotovoltaico à rede elétrica, *Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012*, pp. 3960–3965.
- ANEEL (2014). Micro e minigeração distribuída, *Technical report*, Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Bose, B. (2010). Global warming: Energy, environmental pollution, and the impact of power electronics, *Industrial Electronics Magazine, IEEE* 4(1): 6–17.
- BPSOLAR. (2014). *BP SX 120 Data sheet*, <http://www.comel.gr/pdf/bpsolar/BPSX120.pdf>.
- de Brito, M. A. G., Luigi, G., Sampaio, L. P. e Canesin, C. A. (2010). Avaliação das principais técnicas para obtenção de mppt de painéis fotovoltaicos, *Industry Applications (INDUSCON), 2010 9th IEEE/IAS International Conference on*, pp. 1–6.
- EPE (2014). Inserção da geração fotovoltaica distribuída no brasil - condicionantes e impactos, *Technical report*, Empresa de Pesquisa Energética.
- EPIA (2014). Global market outlook for photovoltaics 2014-2018, *Technical report*, European Photovoltaic Industry Association.
- Fogli, G., de Almeida, P., Rodrigues, V. M. L. e Barbosa, P. (2015). Sliding mode control of a shunt active power filter with indirect current measurement, *13th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP'2015)* p. [S.l.]:[s.n.].
- Gao, W. e Hung, J. (1993). Variable structure control of nonlinear systems: a new approach, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* 40(1): 45–55.
- Hu, J., Nian, H., Hu, B., He, Y. e Zhu, Z. (2010). Direct active and reactive power regulation of dfig using sliding-mode control approach, *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 25(4): 1028–1039.
- Huseinbegovic, S., Perunicic, B., Milosavljevic, C. e Veselic, B. (2012). Direct power control for various topologies of three phase grid-connected voltage sources converters using sliding mode control, *Industrial Technology (ICIT), 2012 IEEE International Conference on*, pp. 795–801.
- Pinto, S. F. e Silva, J. F. (2004). Direct control method for matrix converters with input power factor regulation, *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, Vol. 3, pp. 2366–2372 Vol.3.
- Tan, S. C., Lai, Y. M. e Tse, C. (2012). *Sliding Mode Control of Switching Power Converters - Techniques and Implementation*, CRC Press.
- Utkin, V. (1993). Sliding mode control design principles and applications to electric drives, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* 40(1): 23–36.
- Yazdani, A. e Iravani, R. (2010). *Voltage-Sourced Converters in Power Systems - Modeling, Control, and Applications*, IEEE Press.