

Modelagem de Célula Fotovoltaica Simplificada Aplicada a um Sistema de Microgeração Distribuído

A. C. Souza / UFU
F.C. Melo / UFU
T. L. Oliveira / UFU
Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica, FEELT.
arthur_costasouza@hotmail.com

J. R. Macedo Jr. / UFU
L. C. G. Freitas/ UFU
I. N. Santos/ UFU
Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica, FEELT.
jrubens@ieee.org

Resumo — O presente trabalho contempla uma proposta de modelagem computacional simplificada da célula fotovoltaica, utilizando-se uma técnica não muito explorada pela literatura. A utilização desta técnica reduz a dependência de informações que muitas vezes não são fornecidas pelos fabricantes. O referido modelo simplificado foi implementado computacionalmente, considerando-se um inversor do tipo *grid-tie* e suas respectivas malhas de controle, visando a conexão do sistema junto a uma rede elétrica de baixa tensão.

Palavras-chave - Conversor boost, célula fotovoltaica, microgeração distribuída, inversor *grid-tie*.

I. INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) pode ser definida como de pequena escala, dispersas, descentralizadas e local. Sabendo-se que mais GDs são inseridos no sistema elétrico, algoritmos mais precisos e eficientes são necessários para analisar o comportamento dessas novas unidades de geração, no âmbito dos impactos na qualidade da energia, os quais podem ser provocados em vários tipos de microrredes. Assim, novas medidas de mitigação necessárias são implementadas. É interessante notar que alguns impactos são comuns a todas as tecnologias, incluindo as convencionais, por exemplo, em pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, dentre outros. No entanto, as unidades geradoras distribuídas intermitentes, tais como, a fotovoltaica e a eólica, colocam desafios específicos, dada a natureza volátil e incontrolável de seu principal recurso [1].

Mesmo que a GD possa modificar o funcionamento do sistema de distribuição e interferir na proteção e controle, concessionárias de energia elétrica estão motivadas em conectar consumidores de pequeno porte em suas redes de distribuição. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou o edital “Chamada Pública para Incentivo à Geração Própria”. A ideia é multiplicar as possibilidades de inserção de geração distribuída e incentivar os consumidores que possuem geração própria, como reserva (*backup*) ou para atender a demanda no horário de ponta, gerando energia durante períodos mais longos. Além de suprirem integral ou parcialmente seu consumo com a geração, os consumidores serão pagos pela

energia gerada [2]. A GD oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico, visto que a disposição da unidade de geração próxima à carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica, além de uma maior diversificação das tecnologias empregadas para a produção de energia e, então, sua escolha pode ser realizada em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais [3]. A microgeração fotovoltaica de energia elétrica por meio da utilização de painéis fotovoltaicos e inversores é uma alternativa de menor custo do que a aquisição de energia no mercado convencional [4], e nos últimos tempos tem sido favorecida pela constante redução de preço dos equipamentos fotovoltaicos e a tendência de aumento das tarifas de energia elétrica. A matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica com complementação térmica, porém devido à crise hídrica motivada pelo baixo nível dos reservatórios, as usinas térmicas estão plenamente acionadas. Os sistemas fotovoltaicos utilizam a radiação solar como fonte de energia, um recurso abundante no Brasil e não poluente.

Diante desta conjuntura, este artigo visa apresentar a modelagem de um sistema fotovoltaico (FV) completo conectado à rede elétrica de baixa tensão, compreendendo o painel fotovoltaico, um conversor elevador de tensão, seu correspondente controle de rastreamento do ponto de máxima potência, o inversor de tensão, a malha de captura de fase, mais conhecida como PLL (*phase-locked loop*) e, por meio de um indutor de acoplamento, a conexão do sistema à rede elétrica. Por fim, foi verificada a distorção harmônica total de corrente.

II. MODELAGEM DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Tradicionalmente, a célula fotovoltaica utilizada nos estudos é descrita pela equação 1, e seu respectivo circuito equivalente ilustrado na Figura 1.

$$I = I_{ph} - I_o \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{AKT} \right] - 1 \right\} - \frac{V}{R_p} \quad (1)$$

Em que:

R_s e R_p são, respectivamente, as resistências série e paralela da célula;

I é a corrente de saída da célula;

A. C. Souza, F. C. Melo, T. L. Oliveira são alunos de doutorado na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, UFU.

J. R. Macedo Jr, L. C. G. Freitas, I. N. Santos são professores na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, UFU.

I_{ph} é a corrente fotogerada;
 I_o é referente à corrente de saturação do diodo;
 e representa a carga elétrica elementar de $1,6 \times 10^{-19}$ [C];
 V é a tensão nos terminais da célula;
 K é a constante de Boltzmann, $1,38 \times 10^{-23}$;
 T é a temperatura absoluta em Kelvin [K] e;
 A é o fator de idealização, o qual assume valores de 1 a 5.

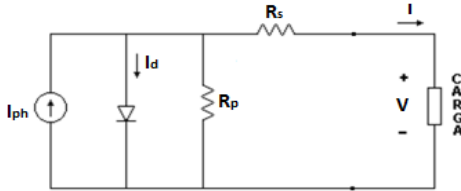


Figura. 1. Modelo real da célula fotovoltaica.

Não existe um único modelo, neste momento, capaz de representar com precisão todas as células solares fotovoltaicas. Na referência [5] foram abordados três modelos típicos de células fotovoltaicas, sendo que o modelo mais completo e mais utilizado demanda grande volume de informações do fabricante, tornando sua aplicação bastante difícil e restrita.

Para o presente trabalho foi adotado o terceiro modelo citado no referido trabalho, devido, fundamentalmente, à sua menor complexidade em relação aos outros dois modelos. Apesar de pouco explorado na literatura, o presente trabalho mostra que o modelo simplificado pode fornecer resultados de mesma qualidade do modelo mais complexo, com a vantagem dos dados necessários serem mais acessíveis. Sua representação matemática é indicada pela equação (2).

$$I = I_{sc} \{1 - C_3 [e^{(C_4 V^m)} - 1]\} \quad (2)$$

As constantes m , C_4 , C_5 e C_6 são definidas nas equações (7) a (10), respectivamente.

$$m = \frac{\ln\left(\frac{C_5}{C_6}\right)}{\ln\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}}\right)} \quad (7)$$

$$C_4 = \frac{C_6}{(V_{oc})^m} \quad (8)$$

$$C_5 = \ln \left\{ \frac{[I_{sc}(1 + C_3) - I_{mp}]}{(C_3 \cdot I_{sc})} \right\} \quad (9)$$

$$C_6 = \ln \left[\frac{(1 + C_3)}{C_3} \right] \quad (10)$$

A constante C_3 não pode ser expressa em termos dos três pontos característicos (tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e operação no ponto de máxima potência), porém por meio de tentativa e erro, verificou-se que um valor de 0,01175 para C_3 produz o mínimo de erros na gama de irradiância e temperatura considerada [5]. Com este valor substituído por C_3 , as expressões referentes às outras

constantes são reduzidas, como mostrado nas equações (11) a (14).

$$C_6 = 4,46 \quad (11)$$

$$m = \frac{\ln\left(\frac{C_5}{4,46}\right)}{\ln\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}}\right)} \quad (12)$$

$$C_4 = \frac{4,46}{(V_{oc})^m} \quad (13)$$

$$C_5 = \ln \left[\frac{(0,01175 \cdot I_{sc} - I_{mp})}{(0,01175 \cdot I_{sc})} \right] \quad (14)$$

Maiores informações a respeito da modelagem celular, pode ser encontrada na seguinte referência [6], a qual aborda as simulações das curvas I-V e de potência P-V do módulo solar. Neste trabalho, o arranjo escolhido é composto por oito módulos conectados em série. O módulo utilizado é da Kyocera KD135SX-UPU com a tensão de operação (V_{mp}) correspondente a 17,7 V, a tensão de circuito aberto (V_{oc}) de 22,1 V, corrente de operação (I_{mp}) em 7,63 A, e por fim, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) em 8,37 A.

III. MODELAGEM MATEMÁTICA DO CONVERSOR BOOST

O diagrama elétrico do conversor *boost* é apresentado na Figura 2. Quando a chave S conduz (implementada neste trabalho por um MOSFET), a corrente dos módulos FV aumenta armazenando energia no indutor L . Quando a chave S é aberta, o diodo Di é diretamente polarizado e a energia armazenada no indutor é transferida para a carga [7]. A tensão de saída V_o será o resultado adicional da energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico e da energia armazenada pela indutância.

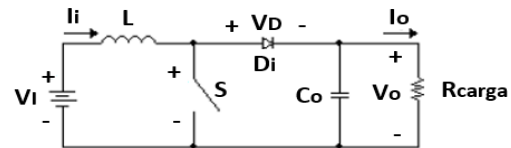


Figura. 2. Conversor boost (elevador).

O intervalo de chaveamento da chave S é definido a partir da equação (15):

$$T_s = \frac{1}{F_s} \quad (15)$$

Em que: F_s é a frequência de chaveamento; T_s é o período de chaveamento;

A razão entre o intervalo de condução da chave S (t_f) e o período de chaveamento (T_s) é definida pela razão cíclica (D) (*duty cycle*) ou ciclo de trabalho (*duty ratio*), e é dada por (16):

$$D = \frac{t_f}{T_s} \quad (16)$$

A razão cíclica varia de 0 a 1. Como a tensão média sobre o

indutor deve ser nula para um período de chaveamento T_s , pode-se escrever as equações (17) e (18):

$$\frac{1}{T_s} \cdot \int_0^{D \cdot T_s} V_i \cdot dt = \frac{1}{T_s} \cdot \int_0^{(1-D) \cdot T_s} (V_0 - V_i) \cdot dt \quad (17)$$

$$\frac{V_0}{V_i} = \frac{1}{1-D} \quad (18)$$

A relação entre a tensão de saída e a tensão de entrada é definida pelo ganho estático, em regime permanente, do conversor. Esta relação, evidenciada na equação (18), é de extrema importância para o controle do conversor *boost*, que neste trabalho é realizado a partir da referência de tensão em sua entrada (V_i).

O conversor *boost* é projetado para a condição de saída da tensão do arranjo fotovoltaico. Para o trabalho em questão são utilizados 8 módulos. O cálculo dos componentes do Conversor *boost* deve seguir os procedimentos indicados, nas referências [8] e [9], considerando-se o modo de condução contínuo (MCC). A tensão de saída do *boost* será considerada em torno de 400V (tensão de entrada do inversor). Além disso, o valor da tensão de entrada será a soma das tensões de máxima potência dos 8 módulos conectados em série, equivalente a 141,6 V. Já a potência de um único módulo (P_{pv}) corresponde a 135W, logo a potência total de entrada ao conversor *boost* equivale a 1080W. Com base na equação (18), em que está a relação de ganho estático do conversor *Boost* pode-se calcular a razão cíclica D , como exibido em (19).

$$1 - D = \frac{V_o}{V_i} \quad (19)$$

A frequência de chaveamento que o *boost* irá operar será de 50 kHz, logo o período de chaveamento (T_s) equivale a:

$$T_s = \frac{1}{f_s} \quad (20)$$

Assim, o tempo que a chave permanece fechada é:

$$t_f = D \cdot T_s \quad (21)$$

Portanto, o tempo que a chave permanece aberta será:

$$t_a = T_s - t_f \quad (22)$$

A Tabela I apresenta as variáveis utilizadas para a parametrização do conversor *boost*. Maiores informações a respeito dos equacionamentos podem ser encontradas na referência [10].

TABELA I – RESULTADOS DAS VARIÁVEIS DA MODELAGEM MATEMÁTICA DO BOOST.

Parâmetros	Resultados
D	0,646
T_s	20 μ s
t_f	12,92 μ s
t_a	7,08 μ s
L_{boost}	480 μ H
C_{i_min}	70 μ F
C_o	303,439 μ F

A. Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

Para efetuar o controle do MPPT P&O (*Perturb and Observe*), foi realizado o sensoriamento da tensão e da corrente dos painéis fotovoltaicos juntamente com um conversor CC-CC do tipo elevador (*boost*), como pode ser visto na Figura 3. A fonte de tensão de 400 V na saída do *boost* é necessária para limitar a tensão neste patamar, porque o responsável em controlar este valor no elo CC será o inversor do sistema. Portanto, o conversor *boost* irá apenas controlar a tensão de saída do arranjo fotovoltaico e, em consequência, fará com que o arranjo opere no ponto de máxima potência.

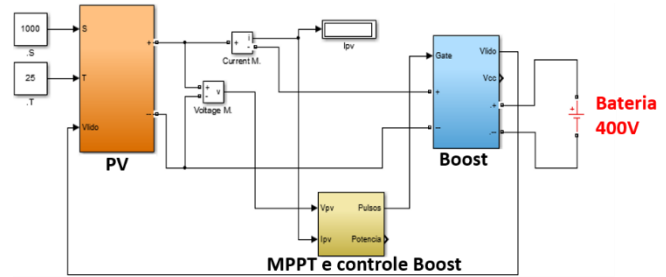


Figura 3. Sistema Fotovoltaico com boost e MPPT implementado.

O algoritmo P&O foi configurado para operar com perturbações de 0,5 V e o valor inicial para a tensão de referência é igual a 141,6 V, valor este equivalente aos oito módulos conectados em série, operando no ponto de máxima potência e condições nominais de teste, ou seja, 1000 W/m² e 25 °C. Durante a captação dos sinais de tensão e de corrente para efetuar o método P&O, ambos sinais foram tratados pelo bloco “zero-order hold (ZOH)”, cuja função é fixar o período de amostragem dos sinais lidos, já que o módulo fotovoltaico está em constante variação de temperatura e irradiância. Assim, para o presente trabalho foi adotada uma frequência de 100 Hz para o “zero-order hold”, como mostra na Figura 4.

A tensão de referência (V_{ref}) é um sinal resultante da tensão de entrada (V_{in}) adicionada pela perturbação ($\pm \Delta V$) do algoritmo P&O. O erro produzido será ajustado por um compensador proporcional-integral-derivativo (PID) que, finalmente, faz a comparação desta saída com uma onda triangular, de amplitude unitária e frequência de 50 kHz. O resultado deste sistema determina a razão cíclica que atuará para abrir e fechar a chave do *boost* e, assim, fornece a tensão de projeto igual a 400 V no elo CC.

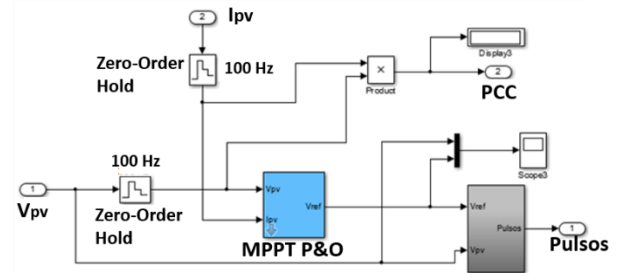


Figura 4. MPPT e controle de chaveamento por PWM.

IV. INVERSOR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

A geração distribuída fotovoltaica necessita de conversores CC-CA, para que seja possível a sua conexão à rede elétrica. Tais conversores podem ser do tipo monofásico ou trifásico, dependendo da potência nominal. Para este trabalho foi introduzido o inversor monofásico *full-bridge*, pelo fato do controle apresentar uma menor complexidade se comparado ao controle do inversor trifásico. O mecanismo básico de um inversor é converter a tensão CC em um sinal alternado, e posteriormente, este mesmo sinal será “tratado” por um filtro harmônico. Problemas de sincronização são predominantes quando o inversor está conectado à rede. Para atingir um fator de potência mais elevado na conexão à rede, o PLL (*Phase-Locked Loop*) pode ser utilizado. De modo geral, sua função é sincronizar a corrente injetada pelo inversor com a tensão disponibilizada pela rede.

Os conversores CC-CA podem ser classificados conforme dois tipos de alimentação CC existentes na sua entrada, sendo um do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*), o qual utiliza um filtro capacitivo no elo CC, enquanto do tipo CSI (*Current Source Inverter*) utiliza um indutor [11]. As funções de controle do sistema fotovoltaico estudado estão apresentadas na Figura 5.

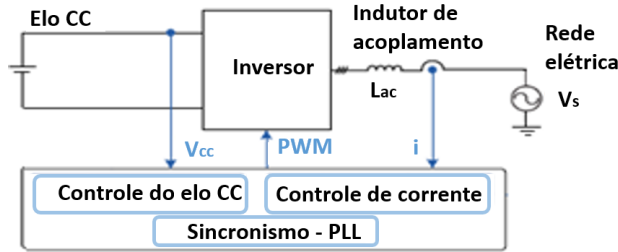


Figura 5- Esquema geral das funções de controle da unidade inversora.

O controle da unidade inversora é composto pelas seguintes etapas [12]:

- Controle da tensão do elo CC: é responsável por mantê-la constante diante das perturbações da rede e determinar a amplitude da corrente injetada pelo conversor na rede;
- Controle da corrente injetada na rede: fornece a referência de forma de onda de corrente para o modulador de pulsos do inversor monofásico;
- Sincronização com a rede elétrica: realiza o sincronismo da corrente injetada mantendo-a em fase e com a mesma frequência da rede.

A Figura 6 apresenta de uma forma mais detalhada o controle do inversor, para possibilitar a conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica. Basicamente este sistema é dividido por duas malhas de controle, são elas: a malha de tensão e a malha de corrente.

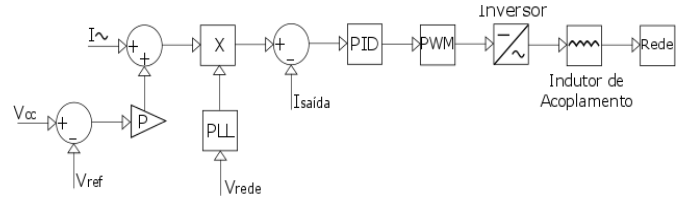


Figura 6- Diagrama de controle da malha de tensão e corrente.

Desta forma, o inversor conectado à rede elétrica tem uma malha de controle da corrente no indutor de acoplamento, já que a tensão no barramento da rede tem amplitude e frequência pré-estabelecidas [11]. Assim, efetua-se o controle de potência injetada por meio do controle de corrente. A partir da potência (P_{cc}) obtida na saída do arranjo fotovoltaico, esta é dividida pela tensão eficaz da rede, encontrando-se, assim, o valor da corrente ($I_{\sim}$). Então multiplica-se este resultado pela raiz quadrada de dois para a obtenção da corrente de pico e, em seguida, soma-se ao erro de tensão do barramento CC, que consiste na diferença entre a tensão no elo CC (V_{cc}) e a tensão de referência (V_{ref}) equivalente a 400 V.

Tal erro, na sequência, passa por um compensador proporcional (P) ajustado em 0,1 e, a partir deste ponto, pode-se definir a amplitude de corrente que será utilizada na malha de tensão. Esta, por sua vez, terá a respectiva forma de onda senoidal definida pela multiplicação do sinal de onda da rede sob influência da malha de captura de fase, ou seja, do PLL. Após a comparação com a corrente injetada na rede (I_{saida}), o erro de corrente passa por um compensador do tipo proporcional-integral-derivativo (PID) e, enfim, por meio de um PWM (*Pulse Width Modulation*), são gerados os sinais para as chaves do inversor. Vale ressaltar a estratégia aplicada ao PLL para a sua implementação, o qual pode ser vista na Figura 7.

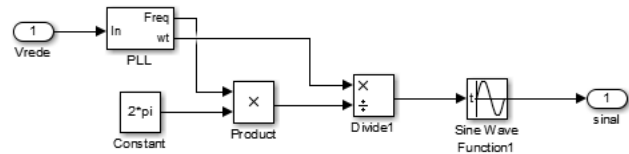


Figura 7- Malha de captura de fase (PLL).

A estratégia aplicada é bem simples: a partir da leitura de tensão nos terminais da rede elétrica, tem-se como saída a frequência e a frequência angular multiplicada pelo tempo (ωt) do sinal lido. Em seguida, multiplica-se a frequência por 2π , obtendo-se a frequência angular (ω). Com base nessas manipulações, divide-se o valor de ωt gerado pelo PLL por ω , obtendo, portanto, o tempo (t) que será aplicado na função seno. Logo, finaliza-se a malha de captura de fase implementada no *Simulink*.

A Figura 8 ilustra o controle do inversor do sistema fotovoltaico implementado no *Simulink*. Em relação ao compensador proporcional “P”, o seu valor foi ajustado em 0,1, para que a tensão do barramento CC atingisse o valor de projeto, ou seja, uma tensão CC de 400V.

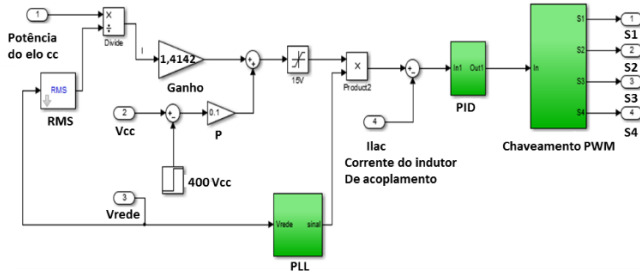


Figura 8- Controle do inversor do sistema fotovoltaico.

O indutor conectado entre a saída do inversor e a rede permite o controle da corrente que flui entre os dois sistemas. Para a especificação do valor de indutância, pode-se utilizar as matrizes de estado, manipulando-as de forma a isolar as indutâncias e capacitâncias em função da ondulação de corrente (ΔI) e tensão (ΔV), e das entradas do sistema.

Aplicando as matrizes de estado, demonstradas na referência [9], tem-se que a razão cíclica média ($D_{\text{médio}}$) pode ser obtida pela expressão (23).

$$D_{\text{médio}} = \frac{V_{\text{out}} + V_{\text{in}}}{2 \cdot V_{\text{in}}} \quad (23)$$

A seguir, estão apresentadas as especificações do inversor:

$$V_{DC} = V_{IN} = 400 \text{ V}$$

$$V_{\text{out}} = 180 \text{ V}_{\text{pico}}$$

De posse desses valores e valendo-se da equação (23), chega-se ao $D_{\text{médio}}$ de 0,725. Adotando-se um rendimento para o conversor de 93 % e para o inversor de 96%, a potência de saída do conjunto CC-CC (boost) e CC-CA (inversor) corresponderá a 964,22 W, conforme é esquematizado na Figura 9.

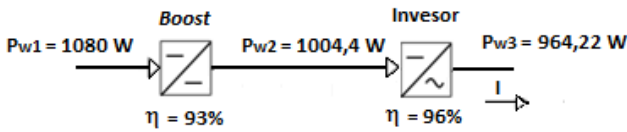


Figura 9- Diagrama do conjunto CC-CC e CC-CA.

Com o valor da potência de saída do conjunto CC-CC e CC-CA, torna-se possível calcular a corrente de saída do arranjo, como indicado na equação (24).

$$I = \frac{P_{w3}}{V \cdot \cos \theta} \quad (24)$$

A corrente de saída eficaz corresponde a 7,59 A, logo, a corrente de pico será de 10,74 A. Ressalva-se que o fator de potência $\cos(\theta)$ na equação (24) é unitário, devido ao fato do controle manter a corrente em fase com a tensão. A ondulação

de corrente adotada para a indutância de acoplamento é obtida a partir da expressão (25).

$$\Delta I = 0,1 \cdot I_{\text{pico}} \quad (25)$$

$$\Delta I = 1,074 \text{ A}$$

A frequência de chaveamento adotada é de 50 kHz. Deste modo, calcula-se o filtro de saída do inversor que será acoplado à rede elétrica por meio da equação (26).

$$L_{ac} = \frac{V_{DC} \cdot (2 \cdot D_{\text{médio}} - 2 \cdot D_{\text{médio}}^2)}{f_s \cdot \Delta I} \quad (26)$$

$$L_{ac} = 2,97 \text{ mH}$$

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Com o intuito de comprovar que a malha de controle de tensão implementada ao inversor é responsável em controlar a tensão do barramento CC, a Figura 10 exibe a tensão do elo-CC próximo aos 400 V.

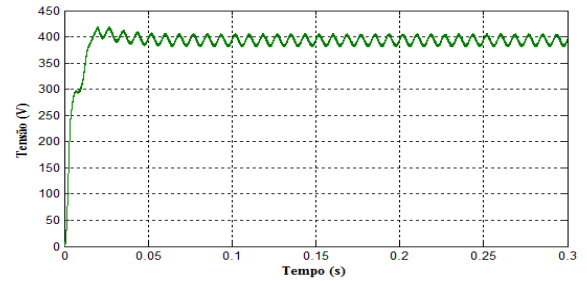


Figura 10- Tensão do barramento CC controlado pelo inversor.

A Figura 11 exibe o sistema fotovoltaico completo implementado no MATLAB/Simulink®, o qual é composto principalmente pelo arranjo fotovoltaico, conversor boost, inversor de tensão e suas respectivas malhas de controle. A corrente de saída do inversor deve estar sincronizada com a tensão da rede, conforme a maioria das normas regulatórias exigem [12]. Para tanto, o controle de sincronismo PLL será testado na condição em que a tensão da rede se encontrará defasada em 180° da tensão de referência gerada pelo PLL, conforme ilustrado na Figura 12.

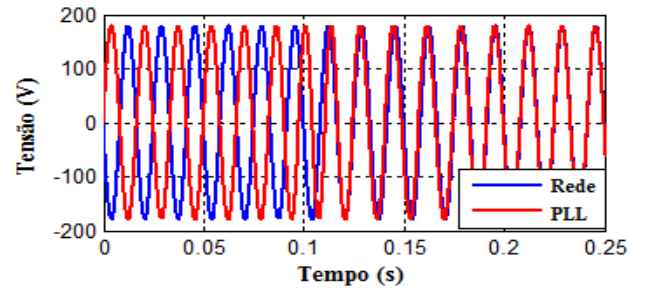


Figura 12- Atracamento em fase e frequência do PLL ao sinal da rede.

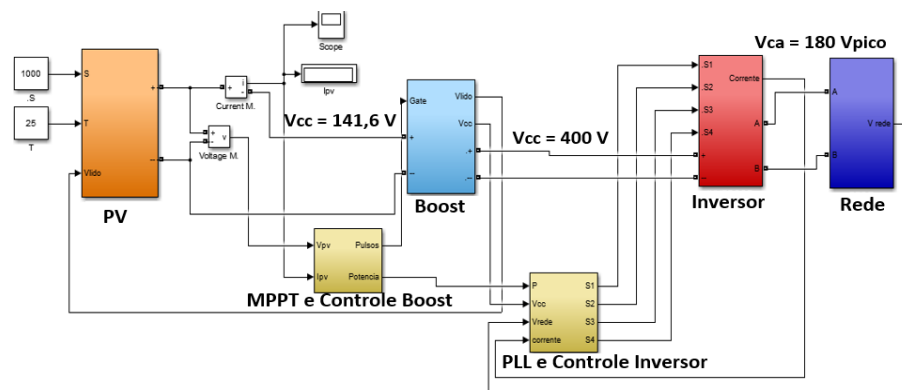


Figura 11- Sistema fotovoltaico implementado no Simulink®.

A Figura 13 mostra a tensão antes e após o indutor de acoplamento, e percebe-se que o sinal de tensão antes do indutor se encontra “modulado”, devido ao chaveamento por modulação PWM senoidal. Após o indutor de acoplamento, o sinal de tensão, por sua vez, se encontra senoidal, porque o mesmo exerce o papel de um filtro harmônico.

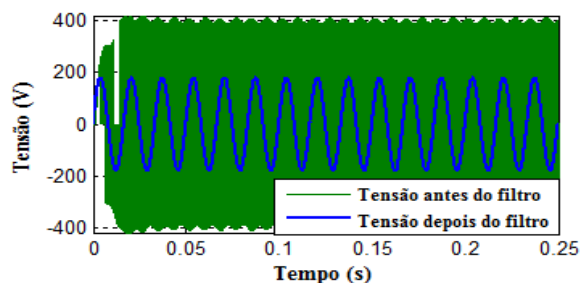


Figura 13- Tensão antes e após o indutor de acoplamento.

Ao término da análise do desempenho do circuito de sincronismo PLL, finalmente segue-se para a etapa de avaliação da qualidade da forma de onda de corrente sendo injetada ao sistema elétrico. A Figura 14 apresenta a corrente injetada em fase com a tensão da rede, tendo fator de potência unitário.

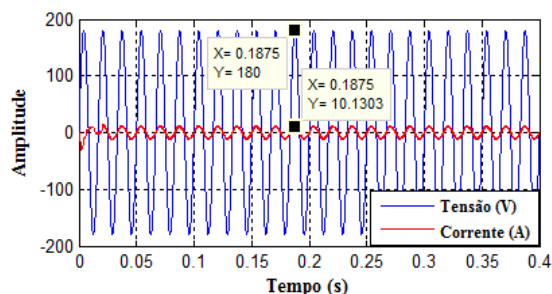


Figura 14- Corrente de saída do inversor em fase com a tensão da rede.

A corrente elétrica apresentou um valor eficaz de 7,701 A, sendo um resultado bastante próximo ao valor estipulado no projeto do indutor de acoplamento. Com relação à injeção harmônica de corrente, o mesmo se encontra dentro dos limites recomendados pela norma NBR 16149 (2013), que estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de energia elétrica, cuja distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração

distribuída. A distorção harmônica total de corrente (DTI) gerada pelo sistema fotovoltaico correspondeu a 4,59%.

VI. CONCLUSÃO

Pode-se concluir que o sistema fotovoltaico com a implementação da modelagem da célula solar fotovoltaica simplificada atingiu resultados bastante satisfatórios, tendo boa correspondência com a conexão com o conversor *boost* e com o inversor de tensão do tipo VSI. Vale ressaltar que este trabalho apresentou toda a modelagem de um sistema fotovoltaico, ou seja, desde os módulos fotovoltaicos e o conversor *boost* com seu respectivo algoritmo de *MPPT* P&O com o objetivo de extrair a máxima potência gerada pelos módulos. Em seguida, conectou-se o *boost* ao inversor de tensão e, por intermédio do indutor de acoplamento, foi possível efetuar a conexão desta unidade de microgeração à rede elétrica.

REFERÊNCIAS

- [1] Begovic, M. M.; Insu Kim; Novosel, D.; Aguero, J.R. “Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid”. Published in system Science, 2012, IEEE, Jan. 2012.
- [2] http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/aneel-aprova-edital-de-chamada-publica-para-incentivo-a-geracao-propria.
- [3] W. P. B. Filho, A. C. S. de Azevedo. “Geração distribuída: vantagens e desvantagens”. II Simpósio de estudos e pesquisas em ciências ambientais na Amazônia”. Fevereiro de 2013.
- [4] Agência USP de Notícias.- <http://www.usp.br/agen/?p=200559>.
- [5] H. S. Rauschenbach, ‘Solar Cell Array Design Handbook, Chapter 2. Van Nostrand Reinhold Company, New York 1980.
- [6] A. C. Souza, F. C. Melo, J. R. Macedo. “Modelagem Computacional de Módulos Fotovoltaicos”. XIII CEEL, Outubro - 2015, Uberlândia/MG.
- [7] RASHID, Muhammad H. “Power Electronics Circuits, Devices and Applications. 3. ed.” University of Florida: Ed. Prentice Hall. August 2003. 912 p.
- [8] BARBI, Ivo. “Projeto de Fontes Chaveadas” – 1ª. ed. Editora da UFSC.
- [9] TEXAS INSTRUMENTS, Voltage Mode Boost Converter Small Signal Control Loop Analysis Using the TPS61030 (SLVA274A), May 2007- Revised Jan. 2009.
- [10] Cunha, G. H. B. “Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em engenharia Elétrica na UFU. Julho, 2013.
- [11] M. H. J. Bollen, “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions”, Piscataway, IEEE Press, 2000.
- [12] Hauser, D. “Controle de um Sistema Fotovoltaico Trifásico Conectado à Rede Elétrica” Projeto de graduação apresentado ao corpo docente da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.