

# Projeto e Modelagem de um Sistema de Geração Distribuída Fotovoltaico com Algoritmo MPPT P&O Conectado à Rede Elétrica Monofásica

Francisco R. C. da Silva\*, Thiago de O. A. Rocha<sup>†</sup>, Victor M. de C. Silva<sup>†</sup>,  
Ricardo L. de A. Ribeiro<sup>‡</sup>, Cecílio M. de S. Neto\* e Flávio B. Costa<sup>‡</sup>

\*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFRSA - Mossoró, Rio Grande do Norte, Brasil

<sup>†</sup>Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN - Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

<sup>‡</sup>Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação - PPGEEC, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN - Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

E-mails: fraphaelcs@gmail.com, thiago.rocha@ct.ufrn.br, vitormateuscsilva@gmail.com, rluccio@ct.ufrn.br, ceciliomartins49@gmail.com, flavio.costa@ect.ufrn.br

**Resumo**—A demanda de energia elétrica e a preocupação ambiental incentivam a utilização de fontes renováveis. Os estudos relacionados ao projeto, controle e implementação dos sistemas de geração fotovoltaica conectada à rede monofásica de baixa tensão tornaram-se importantes. Neste trabalho é proposto a elaboração de um sistema de geração distribuída fotovoltaico, conectado a rede elétrica monofásica de baixa tensão. O projeto e modelagem do sistema fotovoltaico de 980Wp e seu respectivo sistema de controle são apresentados. A conversão CC/CA realizada é de duplo estágio, utilizando um conversor elevador e um VSI. Um filtro de conexão LCL é usado entre o sistema e a rede elétrica e um algoritmo MPPT do tipo perturba e observa para que o sistema forneça a máxima potência disponível. A plataforma experimental desenvolvida é apresentada e é comprovada a eficácia do projeto do sistema como também da estratégia de controle utilizada.

**Palavras-chave:** Geração Fotovoltaica. Rede Monofásica. VSI. MPPT. dSPACE 1104.

## I. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica, aliada as preocupações em relação às mudanças climáticas, incentiva o uso de fontes alternativas de energia elétrica. Seguindo nesse cenário, os sistemas de geração distribuída (SGD) apresentaram um crescimento exponencial. Motivados principalmente pelos incentivos governamentais e diminuição no valor da conta de energia, os investimentos em energia solar e a busca dos consumidores por instalar esse meio de geração renovável estão em alta [1].

A alta penetração dos SGD na rede de distribuição pode sujeitar a rede a vários impactos, como por exemplo: fluxo de potência reverso, sobretensão ao longo dos alimentadores, dificuldade no controle da tensão, desequilíbrio de fase, problemas de qualidade de energia, aumento da injeção de potência reativa, dificuldade na detecção de faltas [2]. Dessa forma é importante que estudos relacionados aos SGD sejam realizados.

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, existe a possibilidade do consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de um SGD. Para a correta compreensão de um sistema de geração fotovoltaico interligado à rede elétrica de baixa tensão há a necessidade do conhecimento das principais características como, por exemplo, a conversão de corrente contínua para corrente alternada realizada a partir de um conversor CC/CA, filtro de conexão, algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) e o sistema de controle utilizado. Vários trabalhos têm sido propostos no tema de geração fotovoltaica nos últimos anos, principalmente voltados a conversão CC/CA e o MPPT.

Segundo [3], a implementação de uma versão modificada do algoritmo MPPT utilizando o método P&O baseado no controle *deadbeat* em um sistema PV, tem como objetivo determinar o ponto de máxima potência mesmo quando há variação da irradiância em um curto espaço de tempo. Neste caso, a corrente de referência utilizada no controle é calculada a partir do MPPT modificado e da fase extraída da tensão da rede. No entanto, a modelagem e a implementação do controle *deadbeat* é complexa comparado aos outros tipos de controle de corrente [4].

Foi proposto em [5] a modelagem de um sistema fotovoltaico monofásico de 1,6 kWp conectado à rede elétrica. Esse sistema foi proposto utilizando-se o método P&O para o MPPT, um PLL (do inglês, *Phase-Locked-Loop*) para a sincronização com a rede, filtro do tipo L e um conversor CC/CC do tipo *boost* com isolamento galvânica entre o conversor CC/CC e o conversor CC/CA. A utilização de transformadores para a isolamento galvânica é proposta para eliminar correntes de fuga do lado dos módulos PV, porém esse método provoca um aumento no custo e tamanho do sistema inviabilizando, em alguns casos, o projeto.

Com o aumento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica monofásica de baixa tensão os estudos relacionados a tais sistemas se tornam muito importantes. Nesse sentido, nesse artigo é apresentada a implementação e projeto de uma plataforma experimental para o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados à rede elétrica utilizando-se de uma plataforma de prototipagem rápida. Aliado a isso a interconexão adotada é realizada a partir de um sistema de dois estágios, onde o primeiro estágio é implementado por um conversor elevador do tipo *boost* e o segundo é implementado por um conversor do tipo VSI (do inglês, *Voltage Source Inverter*). A conexão do VSI à rede elétrica é realizada utilizando um filtro de conexão do tipo LCL. Os projetos do sistema de potência e dos controladores e também os resultados experimentais obtidos são apresentados.

## II. DESCRIÇÃO E PROJETO DO SISTEMA

A topologia básica do sistema fotovoltaico conectado à rede monofásica é apresentada na Figura 1.

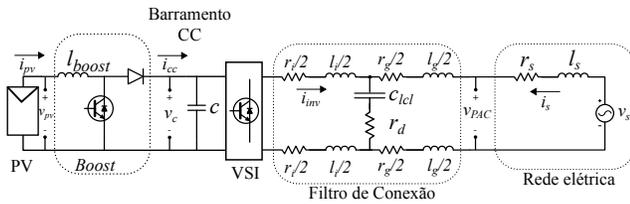


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico monofásico conectado à rede elétrica.

O conjunto de módulos fotovoltaicos são conectados a um conversor CC/CA de dois estágios, sendo o primeiro composto por conversor CC/CC do tipo *boost* e o segundo por um VSI. O filtro de conexão é do tipo LCL. No barramento CC é realizada a conexão entre os dois conversores. O barramento CC possui a capacitância  $C$  com tensão  $v_c$ . O conversor VSI é responsável pela conversão da tensão do barramento CC em uma tensão CA para a conexão com a rede. A corrente  $i_{inv}$  é a corrente fornecida pelo VSI. A corrente  $i_s$  representa a corrente da rede elétrica. O sistema fotovoltaico é controlado no modo receptor, por esse motivo o sentido adotado para  $i_s$  é da rede elétrica para o SGD.

A rede elétrica é representada pela associação de uma fonte de tensão ideal  $v_s$  em série com a associação série da resistência  $r_s$  e da indutância  $l_s$ . O SGD é conectado à rede elétrica através do Ponto de Acoplamento Comum (PAC) com tensão  $v_{PAC}$ . Um filtro LCL é usado com as indutâncias  $l_i$  e  $l_g$  e a capacitância  $C_{lcl}$ . As resistências  $r_i$  e  $r_g$  são, respectivamente, as resistências intrínsecas das indutâncias  $l_i$  e  $l_g$ . A resistência de amortecimento  $r_d$  é usada para atenuar o pico de ressonância típico do filtro LCL. Para que o neutro da rede elétrica não seja conectado diretamente no polo chaveado do VSI as indutâncias  $l_i/2$  e  $l_g/2$  são usadas na conexão do filtro tanto na fase como no neutro da rede elétrica.

## III. SISTEMA DE CONTROLE

Na Figura 2 é apresentado o diagrama de blocos do esquema de controle realizado para o sistema de geração fotovoltaico

monofásico. O controle da tensão do barramento CC ( $v_c$ ) é realizado por meio de um controlador PI. A tensão do barramento CC é filtrada por um filtro passa-baixa LPF (do inglês, *Low Pass Filter*) para atenuar as componentes com o dobro da frequência fundamental devido a retificação CA/CC do VSI. A transformação do referencial natural para o referencial estacionário é obtida a partir do artifício da emulação da componente em quadratura  $i_{sq}^s$  a partir do defasamento angular da corrente de fase, considerada como a componente de eixo direto  $i_{sd}^s$ , com a utilização de um filtro passa tudo APF (do inglês, *All Pass Filter*). Um SRF-PLL (do inglês, *Synchronous Reference Frame Phase-Locked-Loop*) monofásico é usado para identificar o vetor tensão e possibilitar o sincronismo do sistema com a rede elétrica. O controle de corrente é realizado no referencial estacionário, utilizando-se o controlador do tipo DSC (do inglês, *Dual-Sequence Controller*), dimensionado para trabalhar na frequência fundamental. O referencial estacionário é utilizado para o controle da corrente fornecida, pois através dele não é necessário utilizar a estimação do argumento do vetor tensão para definir a tensão de referência do VSI [7], diminuindo a dependência do controle de corrente ao vetor tensão estimado pelo SRF-PLL. O MPPT implementado foi baseado em uma variação do modelo P&O, apresentado por [6]. O MPPT atua na razão cíclica  $D$  do conversor *boost* após a análise da corrente da rede elétrica no referencial síncrono  $i_{sd}^{e*}$ , rastreamento do ponto de máxima potência. Para suavizar as oscilações da corrente  $i_{sd}^{e*}$  um LPF é usado. Abaixo são apresentadas as particularidades e projeto do sistema de controle utilizado.

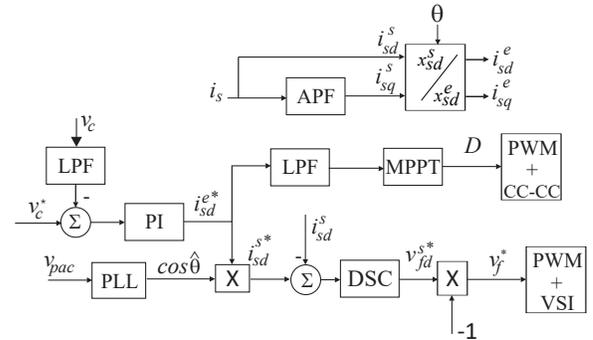


Figura 2. Diagrama de blocos do controle do sistema PV conectado à rede elétrica monofásica.

### A. SRF-PLL

O SRF-PLL (do inglês, *Synchronous Reference Frame Phase-Locked-Loop*) é utilizado nesse trabalho com o intuito de identificar o vetor tensão do ponto de acoplamento [9]. O diagrama de blocos do SRF-PLL adaptado para o sistema monofásico é apresentado na Figura 3, onde a transformação do referencial natural para o referencial estacionário é realizado por meio da emulação de uma componente em quadratura a partir do defasamento em  $90^\circ$  da tensão da rede elétrica  $v_{PAC}$ . Dessa forma o referencial estacionário é transformado no referencial síncrono, gerando as tensões do ponto de

acoplamento de eixo direto  $v_{PACd}^e$  e a sua componente em quadratura  $v_{PACq}^e$ .

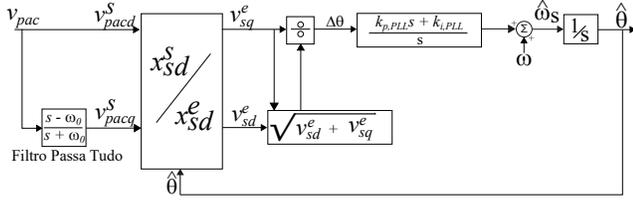


Figura 3. Diagrama de blocos do SRF-PLL adaptado para um sistema monofásico.

O SRF-PLL gera um sinal de estimação da frequência angular da rede elétrica ( $\hat{\omega}_s$ ), a partir da medição da tensão do PAC. O controlador PI é usado para zerar o erro entre o argumento estimado e o argumento do vetor tensão da rede elétrica. Os ganhos  $k_{p,PLL}$  e  $k_{i,PLL}$  são os ganhos utilizados no controlador PI e os mesmos são estabelecidos a partir do coeficiente de amortecimento  $\xi_{PLL}$  e pela frequência natural não amortecida  $\omega_{PLL}$  definidos para o sistema em malha fechada [9]. Tais ganhos são projetados de acordo com a dinâmica requerida para o PLL. O dimensionamento dos ganhos em função da banda passante e do coeficiente de amortecimento são apresentados a seguir:

$$k_{p,PLL} = 2\xi_{PLL}\omega_{PLL}, \quad (1)$$

e

$$k_{i,PLL} = \omega_{PLL}^2. \quad (2)$$

### B. MPPT

O método utilizado foi proposto em [6]. Essa técnica é uma variação do modelo convencional de rastreamento P&O. Normalmente esse método é utilizado a partir da análise da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico. Nesse trabalho a técnica utilizada tem como objetivo rastrear o ponto de máxima potência de forma indireta, a partir do balanço de energia do sistema, analisando a potência ativa entregue à rede elétrica pelo conversor VSI a partir da análise da corrente de eixo direto da rede elétrica no referencial síncrono. O método altera a relação cíclica  $D$  do conversor CC-CC do tipo *boost*. O controle de MPPT atua de modo a minimizar a componente  $i_{sd}^e$  do sistema, buscando o fornecimento da máxima potência para a rede elétrica, pois a convenção utilizada para o sistema é a de receptor, dessa forma, quanto menor for a corrente  $i_{sd}^e$  maior é a potência ativa fornecida para a rede. No algoritmo realizado para o MPPT é implementado um contador que altera a razão cíclica  $D$  periodicamente, e o tempo do contador é definido de tal forma que o controle da tensão do barramento CC e de corrente tenham alcançado o regime permanente.

Na Figura 4 é apresentado o diagrama de blocos do MPPT utilizado.

Um filtro passa baixa de segunda ordem (LPF, do inglês *Low Pass Filter*) é utilizado, de modo a garantir uma suavização da corrente de referência  $i_{sd}^{e*}$ . A perturbação inserida eleva ou reduz o valor da razão cíclica do *boost*  $D$  após a análise

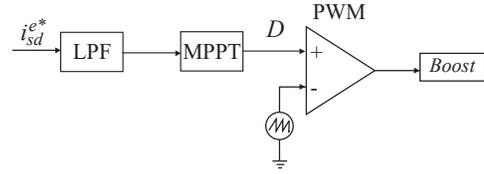


Figura 4. Diagrama de blocos do MPPT.

da corrente  $i_{sd}^{e*}$ . A perturbação pode ser positiva ou negativa, de acordo com a variação da potência fornecida após a modificação da relação cíclica  $D$ . Caso haja um incremento na potência fornecida, a perturbação se mantém com o mesmo sinal, caso a potência seja reduzida, o sinal da perturbação é alterado.

### C. Modelagem e Controle do Conversor Conectado à Rede Elétrica

Aplicando as leis de Kirchhoff das correntes e das tensões no circuito da Figura 1 temos que:

$$i_{inv} = i_c - i_s, \quad (3)$$

e

$$v_f = r_i i_{inv} + l_i \frac{d}{dt} i_{inv} + v_{pc}. \quad (4)$$

Considerando  $v_l = r_i i_c + l_i \frac{d}{dt} i_c$  como uma perturbação e substituindo a Equação 3 na Equação 4:

$$v_f - v_l - v_{PAC} = -(r_i + r_g) i_s - (l_i + l_g) \frac{d}{dt} i_s. \quad (5)$$

Considerando que  $v_{f'} = v_f - v_l - v_{PAC}$  e que  $r_i + r_g = r_t$  e  $l_i + l_g = l_t$  a Equação 5 pode ser reescrita como

$$v_{f'} = -r_t i_s - l_t \frac{d}{dt} i_s. \quad (6)$$

O circuito monofásico descrito na Figura 1 pode ser transformado em um circuito equivalente bifásico no referencial estacionário, onde a componente em eixo direto é o próprio sinal (tensão ou corrente) monofásico e o sinal em quadratura é obtido a partir do defasamento da componente de eixo direto em 90 graus. No referencial estacionário e aplicando a Transformada de Laplace na Equação 6 é possível encontrar a função transferência da corrente  $I_{sd}^s(s)$  em função da tensão  $V_{fd}^{fs}(s)$ .

$$G_i(s) = \frac{Z_i(s)}{P_i(s)} = \frac{I_{sd}^s(s)}{V_{fd}^{fs}(s)} = -\frac{1}{s + \frac{r_t}{l_t}} \quad (7)$$

O projeto do controlador de corrente foi baseado no trabalho realizado em [7]. Com base na função transferência apresentada na Equação 7 o controlador DSC (do inglês, *Dual-Sequence Controller*) é projetado. A função de transferência do DSC é apresentada abaixo.

$$DSC(s) = \frac{p_2 s^2 + p_1 s + p_0}{s^2 + \omega_s^2} = \frac{P(s)}{L(s)}, \quad (8)$$

onde  $p_2$ ,  $p_1$  e  $p_0$  são os ganhos do controlador DSC.

O DSC é um controlador de dupla sequência, composto de um controlador PI para a sequência positiva e outro para a sequência negativa [7]. O método polinomial é empregado para dimensionar o controlador, a partir da Equação Diofantina, escolhendo os polos da malha fechada de acordo com a dinâmica requerida para o sistema em malha fechada. A função de transferência  $T(s)$  se refere a equação do sistema em malha fechada e  $A^*(s)$  refere-se ao polinômio projetado de acordo com a dinâmica requerida em malha fechada. O polinômio  $A^*(s)$  é de terceira ordem devido aos dois polos do controlador DSC e do polo da função transferência em (7).

$$T(s) = \frac{Z_i(s)P(s)}{Z_i(s)P(s) + R_i(s)L(s)}. \quad (9)$$

$$A^*(s) = Z_i(s)P(s) + R_i(s)L(s) = (s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2)(s + T\xi\omega_n). \quad (10)$$

Os três polos do polinômio  $A^*(s)$  são definidos de tal forma que dois deles sejam complexos conjugados com  $\xi = 0,707$ , com parte real igual a  $-\xi\omega_n$  e parte imaginária igual a  $\pm j\xi\omega_n$ , e o outro polo puramente real com posição em  $T\xi\omega_n$ . Para valores de  $T \geq 5$ , o comportamento do sistema pode ser aproximado a um sistema de segunda ordem [7]. Assim, utilizou-se o tempo de estabilização à 2% do valor final da corrente  $i_{sd}^e$  e após defini-lo, é possível mensurar a posição dos polos em malha fechada por:

$$\xi\omega_n = \frac{4}{t_{s,2\%}}. \quad (11)$$

Resolvendo a Equação 10 e simplificando-a, tem-se que:

$$(s^2 + 2a_k s + \omega_n^2)(s + Ta_k) = s^3 + \alpha_2 s^2 + \alpha_1 s + \alpha_0, \quad (12)$$

em que  $\alpha_2$ ,  $\alpha_1$  e  $\alpha_0$  são os coeficientes do polinômio requerido em malha fechada e  $a_k = \xi\omega_n$ .

Fazendo as devidas considerações, pode-se ver que os ganhos para o controlador DSC são dados por:

$$p_2 = \frac{\alpha_2 - a_s}{b_s}, \quad (13)$$

$$p_1 = \frac{\alpha_1 - \omega_n^2}{b_s}, \quad (14)$$

$$p_0 = \frac{\alpha_0 - a_s \omega_n^2}{b_s}. \quad (15)$$

#### D. Modelagem e Controle da Tensão do Barramento CC

A modelagem do barramento CC utilizada neste artigo é baseada no modelo proposto por [7]. Neste modelo  $C$  representa a capacitância do barramento,  $r_p$  a resistência que representa a dinâmica da descarga do capacitor e  $esr$  representa as perdas no dielétrico. Assim, o circuito que representa o modelo do barramento é apresentado na Figura 5.

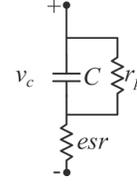


Figura 5. Circuito que representa o modelo simplificado do capacitor.

Baseado na Figura 5, a impedância  $Z_c(s)$  do capacitor pode ser escrita como o paralelo entre o capacitor  $C$  e o resistor  $r_p$  em série com a resistência  $esr$ , assim:

$$Z_c(s) = \frac{\frac{1}{sC} r_p}{\frac{1}{sC} + r_p} + esr. \quad (16)$$

A partir da análise feita em [7], pode-se concluir que a função transferência que relaciona a tensão do barramento CC  $v_c$  e a corrente  $i_{cc}$  é semelhante à função que relaciona essa tensão com a componente  $d$  da corrente da rede elétrica no referencial síncrono. A relação entre a corrente  $i_{cc}$  e a corrente da rede elétrica no referencial síncrono é dado por  $i_{cc} = k_{conv} * i_{sd}^e$ , onde  $k_{conv}$  representa o efeito causado pelo ciclo de trabalho do conversor. Assim, o modelo do barramento CC, considerando que  $r_p \gg esr$ , é descrito na seguinte expressão:

$$G_c(s) = \frac{B(s)}{A(s)} = \frac{V_c(s)}{I_{sd}^e(s)} = \frac{k_{conv} \frac{1}{C}}{s + \frac{1}{r_p C}}. \quad (17)$$

Para o controle da tensão do barramento CC é utilizado um controlador PI convencional projetado a partir do método polinomial. A função de transferência do controlador da tensão do barramento CC pode ser expressa como segue:

$$G_p(s) = \frac{k_p s + k_i}{s} = \frac{C(s)}{D(s)}, \quad (18)$$

onde  $k_p$  e  $k_i$  são os ganhos do controlador PI.

Em malha fechada, a tensão do barramento CC é dada por:

$$G(s) = \frac{C(s)B(s)}{A(s)D(s) + C(s)B(s)}. \quad (19)$$

Utilizando a Equação Diofantina pode-se obter os polinômios  $D(s)$  e  $C(s)$ .

Fazendo  $\frac{1}{r_p C} = a$  e  $k_{conv} \frac{1}{C} = b$ , obtêm-se:

$$s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2 = s(s + a) + (k_p s + k_i)b. \quad (20)$$

Isolando agora os ganhos do controlador PI,  $k_p$  e  $k_i$ , chega-se à:

$$k_p = \frac{2\xi\omega_n - a}{b}, \quad (21)$$

e

$$k_i = \frac{\omega_n^2}{b}. \quad (22)$$

#### IV. DESCRIÇÃO DA PLATAFORMA LABORATORIAL

Nesta seção são descritas as especificações técnicas dos componentes físicos, dos elementos de potência e sistema de controle da plataforma. Essa plataforma foi desenvolvida pelos pesquisadores do LEIER (Laboratório de Eletrônica Industrial e Energias Renováveis) no projeto P&D (PETROBRAS/ANEEL) 2012/00042-2. A plataforma é formada por uma placa de prototipagem rápida dSPACE DS1104. Os braços utilizados no VSI monofásico foram o SKM100GB12T4, com corrente nominal de 100 A. Cada braço do VSI é acionado por um circuito de comando SKHI 22B, que pode ser acionado por lógica TTL e possui intertravamento e proteções contra curto-circuito, sobre e sub tensão. Toda estrutura é montada em um dissipador conectado a um exaustor. Na Tabela I são apresentados os parâmetros do sistema fotovoltaico monofásico.

Tabela I  
PARÂMETROS DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA MONOFÁSICO.

Parâmetro	Valor
Coefficientes do PI do SRF-PLL	$k_p = 533,33$ e $k_i = 142133,33$
Tensão do barramento CC	$v_c^* = 225V$
Tensão RMS da rede elétrica	$v_{PAC} = 127V$
Frequência da rede elétrica	$f_{rede} = 60Hz$
Impedância da rede elétrica	$r_s = 0,4\Omega$ e $l_s = 400\mu H$
Frequência de chaveamento	$f_s = 10kHz$
Impedância do lado do VSI (LCL)	$l_i = 2mH$ e $r_i = 0,064\Omega$
Impedância do lado da rede (LCL)	$l_g = 1mH$ e $r_g = 0,032\Omega$
Capacitância (LCL)	$c_{lcl} = 7,5\mu F$
Resistência de amortecimento (LCL)	$r_d = 10\Omega$
Indutor do conversor <i>boost</i>	$l_{boost} = 5mH$

O *array* fotovoltaico utilizado é constituído pela associação em série de quatro módulos fotovoltaicos tipo YL245P-29b de 245Wp. Na Tabela II são apresentados os parâmetros de cada módulo. Na Figura 6 é apresentado o *array* fotovoltaico e também a estrutura de conversão de potência, onde são destacados seus elementos principais.

Tabela II  
PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO YL245P-29B.

Parâmetro	Valor
Tensão nominal	$V_{mp} = 30,2V$
Corrente nominal	$I_{mp} = 8,11A$
Tensão de circuito aberto	$V_{oc} = 37,8V$
Corrente de curto circuito	$I_{sc} = 8,63A$

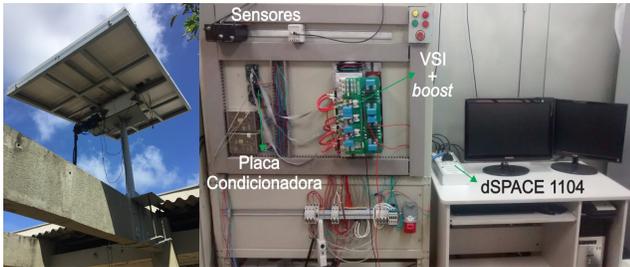


Figura 6. Estrutura do *array* fotovoltaico e bancada da plataforma experimental.

Os indutores adotados para o filtro de conexão LCL são produzidos com núcleo de pó de ferro e possuem boa resposta para as componentes de alta frequência. Para controlar o sistema em malha fechada do modo desejado, os parâmetros do controlador de corrente, os critérios de desempenho em malha fechada e os coeficientes do DSC são apresentados na Tabela III. Na Tabela III também são mostrados os critérios de desempenho do sistema em malha fechada e os ganhos obtidos para o controle da tensão do Barramento CC.

Tabela III  
PARÂMETROS DO DSC E DO PI DA REGULAÇÃO DA TENSÃO DO BARRAMENTO CC.

Parâmetro	DSC	PI
	Valor	Valor
$a$	500	-
$T$	5	-
$\omega_n$	500	5
$\xi$	0,707	0,707
$t_{s,2\%}$	0,0113 s	1,1315 s
$p_2$	10,11	-
$p_1$	$8,5736 \cdot 10^3$	-
$p_0$	$3,6946 \cdot 10^6$	-
$k_p$	-	0,603
$k_i$	-	2,233

A programação foi implementada no *software* MATLAB/Simulink, utilizando blocos de programação na linguagem C++. A placa de controle dSPACE DS1104 é conectada a um microcomputador por meio de um *Single-Board Hardware*. Todas as estratégias de controle são efetuadas em tempo real, com frequência de chaveamento de  $10kHz$ . Todos os filtros e controladores foram discretizados utilizando a técnica de discretização ZOH (do inglês, *Zero-Order-Hold*), com um período de amostragem de  $100\mu s$ . Os controladores foram projetados no tempo contínuo. Os resultados foram coletados em um horário onde a irradiância solar é tal que o sistema fornece a potência nominal.

#### V. RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados experimentais das estratégias de controle discutidas na seção III. Na Figura 7 é apresentado o gráfico da tensão  $v_{PAC}$  e corrente  $i_{sd}^s$  no PAC obtidos em regime permanente. Na Tabela IV são exibidos os valores de THD (do inglês, *Total Harmonic Distortion*).

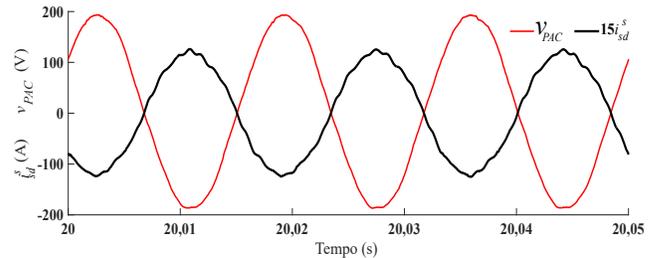


Figura 7. Curvas da tensão  $v_{PAC}$  e da corrente  $i_{sd}^s$ .

De acordo com [8], o máximo THD da corrente, quando somente cargas lineares são conectadas ao PAC, não deve

Tabela IV  
DISTRORÇÃO HARMÔNICA NA TENSÃO E CORRENTE NO PAC.

Parâmetro	Obtido
THD de $v_{PAC}$	1,888%
THD de $i_s$	3,8214%

exceder 5%. Assim, a estratégia de controle é eficaz, pois o THD das correntes estão dentro do recomendado.

Na Figura 8 é mostrada a tensão de referência no controlador de tensão do barramento CC  $v_c^*$  e o sinal obtido após o controle  $v_c$ . Na Tabela V são exibidos os valores aproximados obtidos de overshoot  $M_o$  e tempo de estabilização à 2% do valor final  $t_{s,2\%}$ .

O controle da tensão do barramento CC atua de modo que o erro entre a tensão de referência do controlador e a tensão do barramento tende à zero em regime permanente. A tensão  $v_c$  e sua respectiva referência são apresentadas na Figura 8 e os resultados indicam que o controle obteve resultados um pouco diferentes do projeto, mas isso se deve a características da plataforma experimental que não foram levadas em consideração no projeto. Apesar disso o desempenho obtido foi adequado.

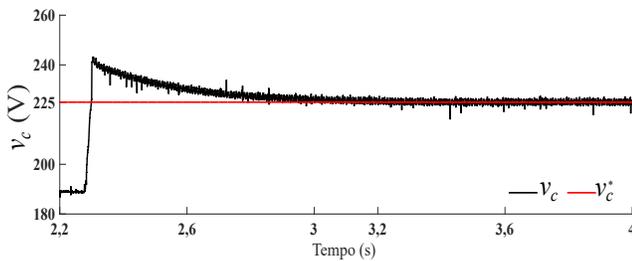


Figura 8. Dinâmica da tensão do barramento CC e sua respectiva referência.

Tabela V  
COMPARAÇÃO DOS PARÂMETROS DE PROJETO E OS OBTIDOS NA REGULAÇÃO.

Parâmetro	Projetado	Obtido
$M_o$	4,3214%	8%
$t_{s,2\%}$	0,2263s	0,4040s

Na Figura 9 é mostrado o gráfico da potência gerada ( $P = i_{pv} \cdot v_{pv}$ ) e a potência nominal dos módulos. Nota-se uma potência igual a nominal, pois a irradiância durante o ensaio experimental foi próxima de  $1000W/m^2$ . O algoritmo de MPPT na plataforma experimental varia a razão cíclica do *boost* a cada 0,5 segundos.

## VI. CONCLUSÃO

Neste trabalho é apresentado um panorama atual da energia elétrica no Brasil e exposto a motivação do estudo de SGD fotovoltaico. O sistema de controle utilizado é implementado de tal forma que a máxima potência disponível seja entregue para a rede elétrica e que os critérios de qualidade da energia entregue sejam satisfatórios. O controle de corrente é realizado

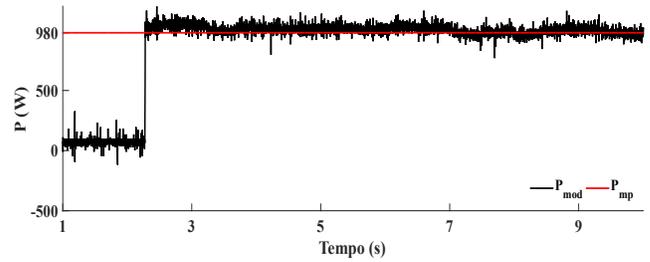


Figura 9. Dinâmica da potência gerada e a potência nominal do sistema na simulação e no experimento.

considerando o SGD conectado à rede no modo receptor com a referência da corrente obtida a partir do controlador da tensão do barramento CC. Desse modo, o controle de tensão do barramento CC é responsável por, além de regular a tensão no barramento CC, gerar a corrente de referência utilizada no controle de corrente. O MPPT implementado é controlado de forma indireta e usado para alterar a razão cíclica do *boost* de forma que o sistema forneça máxima potência do módulo à rede monofásica. Por fim, o PLL extrai a fase do vetor tensão para que a corrente seja controlada, se atentando que a regulação da corrente foi feita para que o sistema fornecesse apenas potência ativa à rede. Nos resultados de simulação é mostrada a eficácia do sistema de controle, comprovada pelos resultados experimentais realizados em laboratório. O nível dos harmônicos fornecidos pelo sistema está de acordo com normas internacionais, como a IEEE 1547- 2018, que recomenda valores de distorção harmônica THD inferiores à 5% para a corrente fornecida à rede elétrica.

## REFERÊNCIAS

- [1] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Energia no Mundo: 2015-2016. [S.l.], 2017.
- [2] SREEDEVI, J. et al. A study on grid connected pv system. 2016 National Power Systems Conference (NPSC), 2016.
- [3] YANG, Y.; BLAABJERG, F. Synchronization in single-phase grid-connected photovoltaic systems under grid faults. 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), p.476-482, 2012. ISSN 2329-5759.
- [4] CHATTERJEE, A.; MOHANTY, K. B. Current control strategies for single phase grid integrated inverters for photovoltaic applications-a review. p. 554-569, 2018.
- [5] PURWADI, A. et al. Modeling of 1.6 kwp single-phase grid-connected photovoltaic system. p. 552-557, Aug 2015. ISSN 2155-6830.
- [6] BARRETO, R. L. Contribuições ao método de rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos. 70 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.
- [7] ROCHA, T. de O. A. Contribuições para estratégia de controle aplicada à geração fotovoltaica interconectada à rede elétrica. 137 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.
- [8] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. [S.l.], 2018.
- [9] NASCIMENTO, P. et al. FPGA implementation of the generalized delayed signal cancellation - phase locked loop method for detecting harmonic sequence components in three-phase signals. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 60, n. 2, p. 645-658, Feb 2013. ISSN 0278-0046