

# Desacoplamento P/Q via Impedância Virtual Adaptativa em um Sistema PV Operado no Modo Tensão Conectado à Rede Elétrica de Baixa Tensão

Luiz E. Marinho \*, Thiago de O. A. Rocha<sup>†</sup>, José R. D. Neto\*, Ricardo L. de A. Ribeiro\*,

\*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação

<sup>†</sup>Departamento de Engenharia Elétrica

E-mail: luiz.marinho.700@ufrn.edu.br, thiago.rocha@dee.ufrn.br, jose.raimundo.099@ufrn.edu.br, rlucio@dee.ufrn.br

**Resumo**—Devido a crescente demanda por energia elétrica e o aumento das restrições ambientais, o sistema elétrico de potência vem sendo alterado devido a maior utilização de Sistemas de Geração Distribuída SGDs. Quando os SGDs operados no modo tensão são conectados em redes de baixa tensão, o acoplamento P/Q é observado. O método de Impedância Virtual IV pode ser utilizado para obter o desacoplamento P/Q. Apesar disso, variações da impedância da rede podem comprometer o desacoplamento obtido via IV. Dessa forma, nesse artigo é proposta a implementação de uma estratégia de controle para conversores operados no modo tensão utilizados em sistemas fotovoltaicos, visando realizar o desacoplamento P/Q, via IV adaptativa. Nessa abordagem, a IV é implementada para alterar a relação X/R em uma rede de baixa tensão a partir do uso de um Estimador da Impedância da Rede EIR. A estimação é feita com a utilização de um método ativo, injetando-se um inter-harmônico na corrente da rede. Resultados de simulação do sistema proposto são apresentados para comprovar a obtenção do desacoplamento P/Q mesmo com variações da impedância da rede elétrica.

**Palavras-Chave** – SGD, Modo Tensão, Acoplamento P/Q, Estimação de impedância, Impedância Virtual Adaptativa.

## I. INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica no mundo cresce com o passar dos anos. Paralelo a isso, tornam-se maiores as restrições ambientais que limitam a produção de energia elétrica oriunda de fontes não renováveis e poluentes. Por estes motivos o uso de Fontes Renováveis de Energia FREs é cada vez maior [1]. As FREs são podem ser conectadas à rede elétrica na forma de Sistemas de Geração Distribuída SGD [2]. O Sistema Elétrico de Potência SEP vem sofrendo alterações devido a conexão de SGDs. Os SGDs podem ser inseridos no SEP através de microrredes, que são redes elétricas de escala reduzida, podem operar de forma ilhada ou conectada e possuem SGDs, Sistemas de Armazenamento de Energia SAE e cargas locais [3]. Com a crescente participação de SGDs no SEP, a utilização de métodos para controle do fluxo de potência nos SGDs é fundamental para atenuar problemas relacionados a sobretensões, que ocorrem devido ao perfil complexo da impedância característica das redes de baixa tensão [4].

Sistemas PV (do inglês, *Photovoltaic*) geralmente são conectados à rede via de conversores de potência [5], que operam basicamente em três modos distintos: modo corrente (*grid-*

*feeding*), modo tensão (*grid-forming*) e modo de suporte à rede (*grid-supporting*) [3]. Dentre estes, o mais utilizado atualmente é o modo corrente, no qual geralmente o conversor fornece apenas potência ativa à rede, sem realizar o controle da tensão no Ponto de Acoplamento Comum PAC [2]. Além disso, o sistema não tem a capacidade de atuar de forma ilhada e depende do uso de PLLs (do inglês, *Phase-Locked Loop*) para sincronização. Sistemas operados no modo tensão possuem a vantagem de realizarem o controle da tensão do PAC, além da capacidade de operar de forma ilhada, sem a necessidade do uso de PLLs [3].

Um dos principais desafios da utilização de SGDs operados no modo tensão conectados à rede elétrica de baixa tensão é o acoplamento P/Q, devido ao perfil complexo da impedância da rede [4]. O acoplamento P/Q acarreta uma dificuldade na regulação das potências P e Q separadamente. Em redes de baixa tensão a impedância característica é complexa e o controle das potência ativa e reativa do SGD dependem simultaneamente da frequência e do nível de tensão [4]. Dessa forma, não é possível utilizar as relações  $P/\omega$  e  $Q/V$  tradicionais de redes com perfil indutivo, presentes no sistema de transmissão [3]. Dentre os métodos comumente utilizados para reduzir o acoplamento P/Q, pode-se destacar as técnicas de matriz de rotação de potências [6], matriz de transferência de potências [7] e matriz de desacoplamento [8].

O desacoplamento P/Q também pode ser obtido por meio da manipulação da relação X/R. Quando esta relação tem um valor elevado, o sistema se comporta similar a um sistema puramente indutivo. Dessa forma, pode-se reduzir o acoplamento P/Q por meio da inserção de uma impedância física, porém essa estratégia possui a desvantagem de que são adicionadas perdas ao sistema. Para realizar o desacoplamento sem perdas, pode-se utilizar o conceito de Impedância Virtual IV [9]. Nessa técnica, é adicionada virtualmente uma impedância no sistema, tornando a rede predominantemente indutiva [3] ou resistiva [10]. Porém, para a implementação correta da IV e realizar o controle adequado do fluxo de potência é necessário o conhecimento prévio acerca impedância da rede, para que a IV utilizada seja adequada [11]. Além disso, a impedância da rede pode sofrer alterações devido a entrada/retirada de sistemas de geração e cargas [9]. Sendo assim, uma estratégia que permita estimar a impedância da rede elétrica é muito útil

para o controle e a operação adequada de SGDs operados no modo tensão.

Diferentes métodos podem ser empregados para estimar a impedância da rede, divididos em dois principais grupos: métodos ativos e métodos passivos [12]. As implementações passivas utilizam a informação de sinais que já estejam presentes no sistema, sem adicionar perturbações. Entre essas, pode-se destacar o uso da frequência de ressonância do filtro LCL [13], como também a utilização do método dos mínimos quadrados recursivos na análise das tensões e correntes do SGD [14]. Além disso também é possível utilizar um integrador generalizado de segunda ordem para processar os fasores de tensão e corrente no PAC [15]. Entretanto, a implementação passiva tem o problema da baixa relação Sinal Ruído SNR (do inglês, *Signal to Noise Ratio*) [16]. Outro modo de estimar a impedância, com uma melhor relação SNR, consiste em utilizar métodos ativos, cujo princípio é a injeção de um sinal de tensão ou corrente no sistema [16]. Os métodos ativos podem ser de duas formas básicas: transitórios e de regime permanente. Os métodos transitórios consistem em aplicar um sinal não-característico como perturbação de tensão ou de corrente, para estimar a impedância da rede elétrica por meio de uma rotina de pós-processamento [17]. A injeção de corrente se mostra mais eficiente, pois minimiza as perturbações [17]. Esse método, porém, é mais custoso computacionalmente e gera mais dados que o necessário. Uma alternativa, é injetar periodicamente um sinal senoidal não característico no sistema em regime permanente, de forma a verificar como a corrente e tensão se comportam na frequência do sinal injetado [11]. Durante a injeção do sinal é importante que a THD (do inglês, *Total Harmonic Distortion*) de corrente não supere os valores solicitados em normas. Para a análise dos sinais comumente utiliza-se a transformada de Fourier, mas também pode ser utilizada a transformada wavelet [11]. A transformada de Fourier possui a vantagem a facilidade de implementação, muitas vezes estando disponível *hardware* dedicado para realizar essa operação.

Nesse sentido, nesse artigo é proposta a utilização de um estimador de impedância ativo para definição da IV para adequado controle do fluxo de potência em um sistema SGD fotovoltaico operado no modo tensão. A estimação se baseia na injeção periódica de um inter-harmônico no sistema, de forma a manter a relação X/R constante. Tal sinal é medido através do uso de Filtros Passa Faixa FPFs, que separam o sinal de interesse de forma a estimar a impedância a partir da análise da tensão e corrente na frequência do inter-harmônico injetado. Uma vez que a impedância da rede elétrica é estimada, o sistema altera o valor da IV de forma a manter a relação X/R constante. São apresentados resultados de simulação do sistema proposto, demonstrando a eficácia do método.

## II. DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO SISTEMA

Na Fig. 1 é apresentado o circuito equivalente do SGD conectado à rede elétrica. A partir desse circuito é possível realizar a modelagem do sistema. A conexão do SGD ao PAC é feita por meio de um filtro LC, com objetivo de atenuar

as componentes de alta frequência fornecidas pelo VSI (do inglês, *Voltage Source Inverter*). O sistema PV é modelado como uma fonte de corrente constante ligada em paralelo ao barramento CC ( $i_{PV}$ ), aqui representado por um capacitor ( $C$ ) e sua resistência de descarga ( $r$ ). O VSI é comandado por um PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*) escalar. O filtro LC é composto por uma indutância  $L_i$ , com resistência intrínseca  $R_i$ , um capacitor  $C_f$  e uma resistência de *damping*  $r_d$  ligada em série com capacitor, com o objetivo de reduzir o pico de ressonância do filtro LC. A rede elétrica é modelada pelo seu equivalente de Thévenin, com uma impedância série composta pelo resistor  $R$  e o indutância  $L$  e uma fonte ideal interna trifásica  $e_{123}$ .  $v_{f123}$  e  $i_{f123}$  representam respectivamente as tensões e correntes do VSI.  $i_{C123}$  são as correntes do ramo RC e  $i_{g123}$  são as correntes fornecidas à rede. Na Tabela I são descritos os parâmetros do sistema adotado.

Tabela I  
PARÂMETROS DO SISTEMA.

Parâmetros	Valor
Tensão do barramento CC ( $V_{cc}$ )	450V
Tensão de linha da rede (RMS) ( $E_0$ )	220V
Frequência da rede ( $f_n$ )	60Hz
Potência do sistema PV ( $P_{PV}$ )	8kW
Fonte de corrente ( $i_{PV}$ )	17,78A
Frequência de chaveamento ( $f_s$ )	10kHz
Indutor da rede elétrica ( $L$ )	400μH
Resistência da rede elétrica ( $R$ )	0,473Ω
Indutor do filtro LC ( $l_i$ )	1,5mH
Resistência intrínseca do indutor $l_i$ ( $r_i$ )	0,053Ω
Capacitor do filtro LC ( $C_f$ )	15μF
Resistor de amortecimento ( $r_d$ )	4,7Ω
Capacitor do barramento CC ( $C$ )	4,7mF
Resistor paralelo do barramento CC ( $r_p$ )	700Ω

### A. Modelagem do VSI Conectado à Rede via LC

Os modelos de corrente do VSI e tensão do LC são obtidos por meio da análise do circuito utilizando as Leis de Kirchhoff, em conjunto com a transformada de Park, para obtenção das grandezas no referencial síncrono (vetor tensão), representado pelo sobrescrito  $e$ . Desta forma pode-se encontrar a Função de Transferência FT de corrente dada por [10]:

$$G_i(s) = \frac{I_{fdq}^e(s)}{V_{fdq}^e(s)} = \frac{1/L_i}{s + R_i/L_i}, \quad (1)$$

em que  $G_i(s)$  é a FT da planta utilizada para o dimensionamento do regulador de corrente. A FT da tensão do ramo RC é dada por [10]:

$$G_v(s) = \frac{V_{dq}^e(s)}{I_{fdq}^e(s)} = \frac{r_d \left( s + \frac{1}{r_d C_f} \right)}{s}, \quad (2)$$

em que  $G_v(s)$  é a FT da planta utilizada para dimensionamento do regulador de tensão e A corrente  $i_{pdq}^e$  adicionada na saída do controlador de tensão do PAC representa a componente

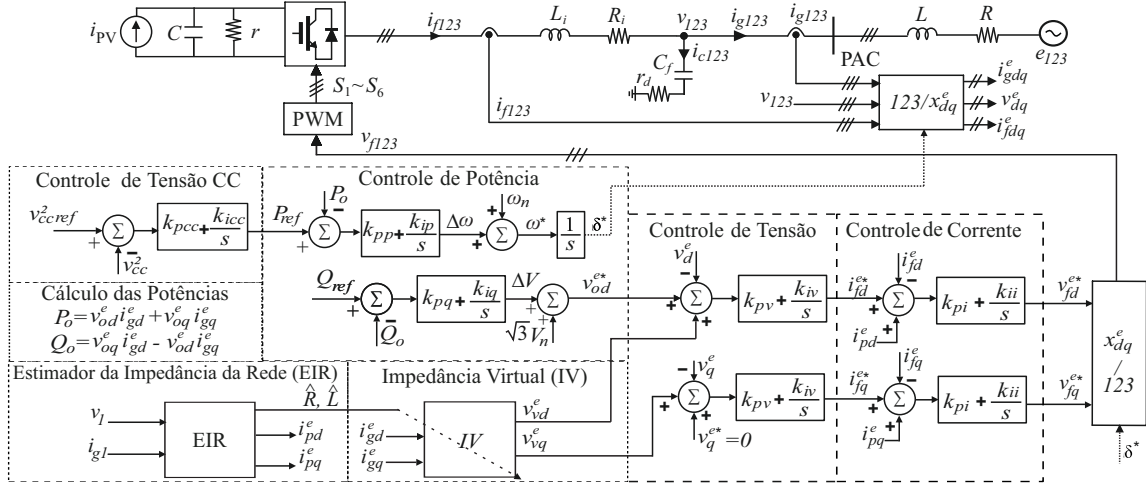


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema de potência e seu sistema de controle.

do inter-harmônico injetado na rede para a estimação da impedância da rede elétrica.

### B. Modelagem do barramento CC

A tensão no capacitor do barramento CC é uma função da potência ativa fornecida à rede  $P_o$ . Dessa forma, desconsiderando variações abruptas de corrente da FER, pode-se modelar o barramento CC como [10]:

$$\frac{V_{cc}(s) * V_{cc}(s)}{P_o(s)} = \frac{1/C}{s + 1/(r_p C)}. \quad (3)$$

$V_{cc}(s)$  representa a tensão do barramento CC e  $P_o(s)$  representa a potência ativa entregue à rede elétrica.

### C. Modelagem de Potência ativa e Reativa

As potências ativa  $P_o$  e reativa  $Q_o$  entregues via filtro LC à rede elétrica em regime permanente é dada por [3]:

$$P_o = \frac{V_A}{R^2 + X^2} [R(V_A - V_B \cos \delta) + X V_B \sin \delta], \quad (4)$$

e,

$$Q_o = \frac{V_A}{R^2 + X^2} [-R(V_B \sin \delta) + X(V_A - V_B \cos \delta)]. \quad (5)$$

$V_A$  representa a tensão RMS do ramo RC,  $V_B$  a tensão interna RMS da rede elétrica e  $\delta$  é o ângulo de carga. Em redes com alta relação X/R (redes indutivas), pode-se desconsiderar a resistência da rede R. Além disso, em geral  $\delta$  possui valores baixos ( $-\pi/6 < \delta < \pi/6$ ), sendo possível fazer a aproximação de que  $\sin(\delta) \approx \delta$  e  $\cos(\delta) \approx 1$ . Obtêm-se então as seguintes expressões para as potências:

$$P_o \approx \frac{V_A}{X} (V_B \sin \delta) \rightarrow \delta \approx \frac{X P_o}{V_A V_B}, \quad (6)$$

e

$$Q_o \approx \frac{V_A}{X} (V_A - V_B \cos \delta) \rightarrow V_A - V_B \approx \frac{Q_o X}{V_A}. \quad (7)$$

Apesar da impedância de redes de baixa tensão possuir característica complexa, é possível tornar a rede indutiva com o uso de um indutor virtual  $L_v$  em conjunto com uma resistência

negativa  $R_v$ . O resistor negativo é usado com intuito de não reduzir muito o amortecimento do sistema, evitando oscilações de potência [10]. Dessa forma, é possível utilizar as relações  $P/\omega$  e  $Q/V$  [3]. A partir da linearização das Eq. 7 e 6, pode-se obter a seguinte FT que relaciona a variação de potência ativa ( $s$ ) em relação a variação do ângulo de carga  $\Delta\delta(s)$  [19]:

$$\Delta P(s) = \frac{a_0 s^2 + a_1 s + a_2}{s((sL_t + R_t)^2 + (\omega_n L_t)^2)} \Delta\delta(s), \quad (8)$$

em que

$$a_0 = \frac{L_t}{\omega_n} (V_{Bo} V_{Ao} \cos \delta_o - V_{Ao}^2), \quad (9)$$

$$a_1 = \frac{R_t}{\omega_n} (V_{Bo} V_{Ao} \cos \delta_o - V_{Ao}^2), \quad (10)$$

e

$$a_2 = V_{Ao} V_{Bo} \omega_n L_t \cos \delta_o - V_{Ao} V_{Bo} R_t \sin \delta_o. \quad (11)$$

onde  $L_t = L + L_v$ ,  $R_t = R + R_v$ ,  $\delta_o$  o ângulo de carga nominal,  $V_{Ao}$  e  $V_{Bo}$  são as tensões nominais e  $\omega_n$  é a frequência angular nominal da rede. Analogamente, pode-se obter a FT que relaciona a variação de potência reativa  $\Delta Q(s)$  em relação a variação de tensão  $\Delta V(s)$ :

$$\Delta Q(s) = \frac{b_0 s^2 + b_1 s + b_2}{(sL_t + R_t)^2 + (\omega_n L_t)^2} \Delta V(s), \quad (12)$$

em que

$$b_0 = \frac{L_t}{\omega_n} (V_{Ao} - V_{Bo} \cos \delta_o), \quad (13)$$

$$b_1 = \frac{R_t}{\omega_n} (V_{Ao} - V_{Bo} \cos \delta_o), \quad (14)$$

e

$$b_2 = \omega_n L_t (2V_{Ao} - V_{Bo} \cos \delta_o) + V_{Bo} R_t \sin \delta_o. \quad (15)$$

### III. SISTEMA DE CONTROLE

O diagrama de blocos do sistema de controle é apresentado na Fig. 1. O diagrama é dividido em seis partes, i) controle da tensão no barramento CC, ii) controle de potência ativa e reativa, iii) controle de tensão, iv) controle de corrente, v) Estimador da Impedância da Rede EIR e vi) IV. O sistema de controle é projetado conforme a modelagem realizada na Seção II.  $v_{cc}$  é regulada pela imposição de  $P_o$ . A referência de potência ativa  $P_{ref}$  é então utilizada para o controle da potência ativa. Com a utilização da IV, o sistema comporta-se como um sistema de perfil indutivo, de forma que o controle da potência ativa pode ser realizado por meio do ajuste do ângulo de carga. O controlador de potência possui a função de sincronizador, dessa forma não há a necessidade do uso de PLLs [19]. A potência reativa é regulada por meio da alteração da tensão sob o ramo RC, dessa forma a referência de tensão  $v_d^{e*}$  é obtida a partir do controle de potência reativa. O EIR é responsável por atualizar o valor da IV de acordo com a impedância da rede estimada pelo EIR. O controlador de corrente gera a referência para o controle PWM do VSI. Todos as malhas de controle utilizam reguladores do tipo proporcional-integral PI e são implementadas no referencial síncrono, utilizando como base o vetor tensão do SGD.

#### A. Controle de tensão e corrente de saída do SGD

A FT em malha fechada do controle de corrente é obtida a partir da Eq. 2:

$$G_{IMF}(s) = \frac{(k_{pi}/L_i)(s + k_{ii}/k_{pi})}{s^2 + (\frac{r_i + k_{pi}}{L_i})s + \frac{k_{ii}}{L_i}}, \quad (16)$$

em que  $k_{ii}$  e  $k_{pi}$  representam, respectivamente, o ganhos integral e proporcional. Utilizando um coeficiente de amortecimento  $\xi = 0,707$ , que garante um sobressinal de 5% e utilizando um tempo de estabilização  $t_{ss,2\%} = 0,74$  ms obtém-se os seguintes valores a partir do projeto pelo Método do Posicionamento dos Polos MPP:  $k_{ii} = 481,81$  e  $k_{pi} = 15,9$ . Também usando o MPP o controlador de tensão pode ser calculado a partir da FT da Eq. 2, considerando um  $t_{ss,2\%} = 7,4$  ms e  $\xi = 0,707$  em malha fechada. A FT tensão em malha fechada  $G_{VMF}(s)$  é dada por

$$G_{VMF}(s) = \frac{k_{pv}r_d s^2 + (k_{iv}r_d)s + (k_{iv}/C_f)}{(k_{pv}r_d)s^2 + (k_{iv}r_d + \frac{k_{pv}}{C_f})s + \frac{k_{iv}}{C_f}}, \quad (17)$$

Dessa forma,  $k_{iv} = 171,53$  e  $k_{pv} = 0,223$ .

#### B. Controle da Tensão do Barramento CC

O controle da tensão no barramento CC é realizado por um controlador do tipo PI. Utilizando a Eq. 3 pode-se encontrar a FT de malha fechada  $G_{VccMF}(s)$

$$G_{VccMF}(s) = \frac{(k_{pcc}s + k_i)/C}{s^2 + (s/C)(k_{pcc} + 1/r_p) + k_{icc}/C}. \quad (18)$$

Usando o MPP e considerando um  $t_{s,2\%} = 0,3$  s e  $\xi = 0,707$  em malha fechada, pode-se definir  $k_{pcc} = 0,1105$  e  $k_{icc} = 0,98175$ .

#### C. Estimador da Impedância da Rede

O EIR é apresentado na Fig. 2. O EIR impõe as correntes  $i_{pdq}^e$  ao controle de corrente, com uma frequência de 570 Hz, já que o controle é realizado no referencial síncrono, que é equivalente a 630 Hz no referencial natural. A banda passante do regulador de corrente necessita ser suficiente para que a corrente siga a referência imposta. Também no bloco EIR, a tensão e corrente no referencial natural da fase 1 passam por um FPF centrado no inter-harmônico de 630Hz, com banda passante de 20Hz. A rede elétrica é considerada como balanceada, por esse motivo são analisadas apenas as grandezas da fase 1. Em seguida, é utilizada a Transformada Rápida de Fourier FFT (do inglês, Fast Fourier Transform) dos sinais, para extrair os valores de amplitude ( $|v_{630}|$  e  $|i_{630}|$ ) e frequência do inter-harmônico ( $\angle v_{630}$  e  $\angle i_{630}$ ) na fase 1. O módulo da impedância da rede pode ser estimado dividindo a amplitude de tensão pela amplitude de corrente.  $R$  e  $X$  são, respectivamente, o valor real e imaginário da impedância da rede. A reatância é calculada na frequência de 630 Hz, devendo haver a conversão para 60 Hz dividindo a reatância obtida pela relação 630/60 [11]. O bloco Conversor de Impedância CDI é responsável por converter a impedância para 60 HZ e obter o valor de resistência e indutância ( $l = X/2\pi 60$ ) que são utilizados para escolher o valor da IV. Após a conversão, é inserido um atraso de 6 vezes o período da tensão fundamental  $T_n$ . Esse atraso é utilizado para que a estimativa seja imposta ao bloco IV apenas após o regime permanente do inter-harmônico injetado. Dessa forma são obtidos os valores de  $\hat{R}$  e  $\hat{L}$ .

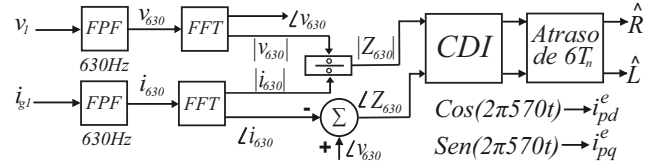


Figura 2. Diagrama de blocos do estimador da impedância da rede elétrica.

#### D. Impedância Virtual Adaptativa

A IV implementada é composta por um indutor e uma resistência negativa, pois utilizar apenas um indutância virtual pode causar oscilações devido ao baixo amortecimento do sistema [10]. A IV é definida a partir do valor de  $\hat{R}$  e  $\hat{L}$  fornecidos pelo EIR de forma a manter uma relação X/R igual 5, de modo a obter o desacoplamento P/Q. As variações de tensão impostas pela IV são calculadas como apresentado na Fig. 3. Filtros Passa Baixa FPB são usados na obtenção de  $R_v$  e  $X_v$  para evitar bruscas oscilações de corrente no sistema.

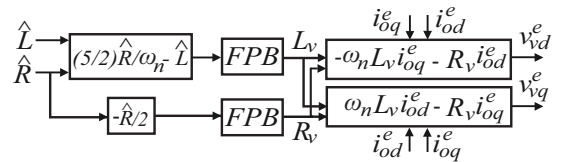


Figura 3. Diagrama de blocos da impedância virtual adaptativa.

### E. Controle do Fluxo de Potência

Os reguladores de potência utilizados são do tipo PI e seu dimensionamento é realizado utilizando o método da resposta em frequência [20]. Para tal, são definidos valores de margem de fase e margem de ganho para o sistema realimentado. Utilizando uma margem de fase de  $60^\circ$  e uma frequência de cruzamento de ganho de 30 rad/s para os dois reguladores de potência, obtém-se  $k_{pp} = -4,25 * 10^{-3}$ ,  $k_{pq} = -0,012$ ,  $k_{pi} = -4,25 * 10^{-3}$  e  $k_{iq} = -2,04$ .

## IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O sistema da Fig. 1 é simulado via o *software* PSIM. FPBs de 2,5 KHz são utilizados nas medições de corrente e tensão. A frequência de corte dos filtros é maior que a banda passante da atuação dos reguladores de corrente e tensão em malha fechada. São inseridos ruídos brancos com amplitude máxima de 6,35V (5% da tensão nominal) nas medições para emular condições reais. O bloco FFT utilizado coleta 512 amostras por período, na frequência de 630 Hz. A injeção de inter-harmônicos pode excitar algum modo ressonante do sistema, para evitar isso pode-se estudar a impedância harmônica do circuito, o que não é aprofundado nesse trabalho. Para avaliar o desempenho do sistema são considerados três quesitos: regulação da relação X/R via EIR e IV, desacoplamento P/Q e THD das correntes antes e depois da injeção do inter-harmônico.

### A. Capacidade de regulação da relação X/R

Na Fig. 4 são apresentados os valores de X/R estimado,  $X_v$ ,  $R_v$ ,  $\hat{X}$  e  $\hat{R}$ .

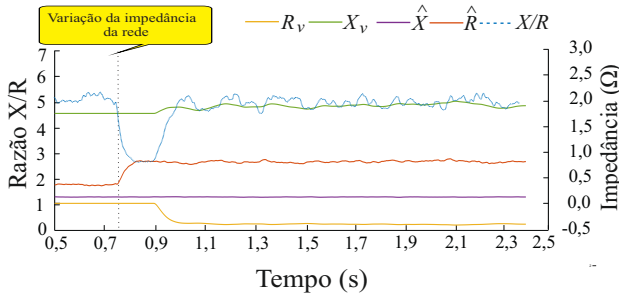


Figura 4. Valores de X/R,  $X_v$ ,  $\hat{X}$  e  $\hat{R}$  com a variação de R.

Antes dos 0,5s o EIR estima os valores de R e L, sendo iguais a  $\hat{R} = 0,47\Omega$  e  $\hat{X} = 0,155\Omega$ . Com tais valores de impedância o  $X_v$  imposto pelo bloco de IV é igual a  $X_v = 2,15\Omega$ , mantendo a relação X/R igual a 5. Para avaliar a regulação da relação X/R a resistência da rede é elevada de 0,473Ω para 0,973Ω em  $t = 0,75s$ . A IV é programada para atualizar periodicamente o valor da reatância virtual  $X_v$ , para que o inter-harmônico não seja fornecido à rede constantemente. Uma possibilidade é realizar a estimação a cada 15 minutos, ou quando houver uma elevada oscilação na tensão no PAC. Em  $t = 0,9s$  o EIR impõe o inter-harmônico  $i_{pdq}^e$  ao controle de corrente. Após os 6 ciclos de senoide (100ms), em  $t = 1s$  a IV altera o valor de  $X_v$  após a

estimação da impedância da rede via EIR para  $X_v = +2,25\Omega$  e  $R_v = -0,43\Omega$  ( $\hat{R} = 0,96\Omega$  e  $\hat{X} = 0,155\Omega$ ). Percebe-se que a relação X/R é regulada para o valor escolhido de 5. O valor de X/R possui um atraso de 110ms devido ao FPB de 5Hz usado na obtenção de  $X_v$ . O valor de  $X_v$  possui um atraso de 210ms devido ao FPB de 5Hz usado na obtenção de  $X_v$  mais o atraso de 6 ciclos de senoide. A estimação de  $\hat{R}$  e  $\hat{X}$  possuem respectivamente um erro de 1,33% e 2,34%.

### B. Desacoplamento P/Q

Na Fig. 5(a) são apresentadas as curvas de  $P_o$  e  $Q_o$  do SGD utilizando o método tradicional com IV fixa, enquanto na Fig. 5(b) são apresentadas essas curvas quando há uso da IV adaptativa. As oscilações de potência verificadas nas Figuras 5(a)-(b) aos  $t = 0,75s$  ocorrem devido a modificação imposta a R. Na Fig. 5(b) é possível verificar que também há oscilações nas curvas das potências quando ocorre a variação do valor de  $X_v$  e  $R_v$  (Fig. 4) a partir  $t = 1s$ . Para a verificação do desacoplamento P/Q é analisada a resposta transiente de  $P_o$  a um degrau de  $Q_{ref} = 0kVar$  para  $1kVar$  em  $t = 1,4s$ . Com a adaptação do valor de  $X_v$  e  $R_v$  (Fig. 5(b)) as oscilações de potência ativa e reativa são reduzidas respectivamente de 0,67kW e 0,08kVar para 0,58kW e 0kVar, representando uma redução de 13,45% na oscilação de potência ativa e zerando a oscilação de potência reativa. A resposta de  $Q_o$  é analisada a partir da imposição de um degrau  $P_{ref} = 8kW$  para 8,9kW em  $t = 1,8s$ . Tal variação é realizada elevando-se a corrente  $i_{PV}$  de 17,78A para 18,78A em forma de degrau. Com a adaptação de  $X_v$  e  $R_v$  as oscilações de potência ativa e reativa são reduzidas respectivamente de 0,12kW e 0,10kVar para 0,09kW e 0,07kVar, representando uma redução de 25% e 30% nas oscilações. Dessa forma a redução do acoplamento P/Q com a atualização da IV após modificação da impedância da rede é obtida.

### C. Análise do THD de corrente durante a injeção do inter-harmônico

Na Fig. 6 são apresentadas  $i_{g123}$  durante 0,87s e 0,92s. O inter-harmônico é imposto aos  $t = 0,9s$ . Quando não há aplicação do inter-harmônico o THD é por volta de 0,79% e durante a injeção de inter-harmônico é de 3,78%. A injeção do inter-harmônico de 630Hz eleva a THD de corrente. Apesar disso, os valores de THD estão em conformidade com o limite de 5% imposto pela norma IEEE Std.1547 [21]. Também deve-se notar que o período de duração do inter-harmônico é muito curto para causar prejuízos sérios a qualidade de energia.

## V. CONCLUSÃO

Nesse artigo é apresentado um sistema de controle para SDGs PV operados no modo tensão, capaz de realizar o desacoplamento P/Q em redes de baixa tensão. O sistema de controle emprega uma IV adaptativa, controlado por meio de um EIR. Para realizar a estimação da impedância é usado um método ativo, injetado-se um inter-harmônico de 630Hz nas correntes da rede, e a partir da análise da resposta da tensão do PAC em 630Hz é obtida a impedância da rede. Os resultados de simulação comprovam que o sistema é capaz de

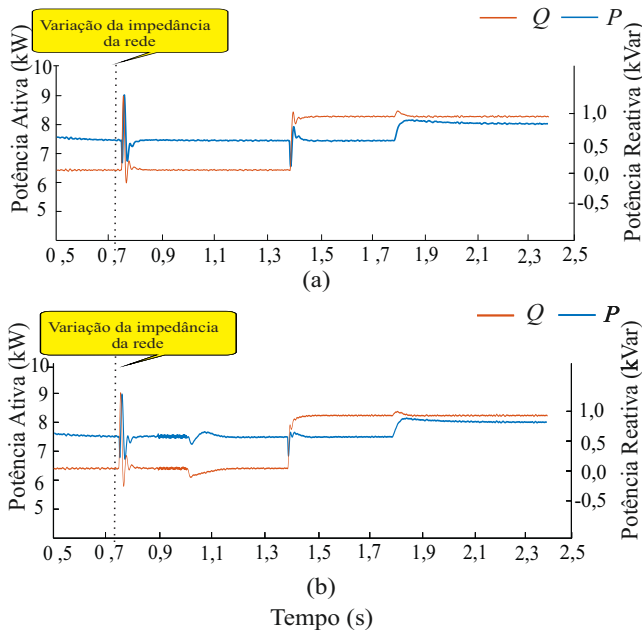


Figura 5. Potências de saída do SGD utilizando (a) IV fixa (b) IV adaptativa.

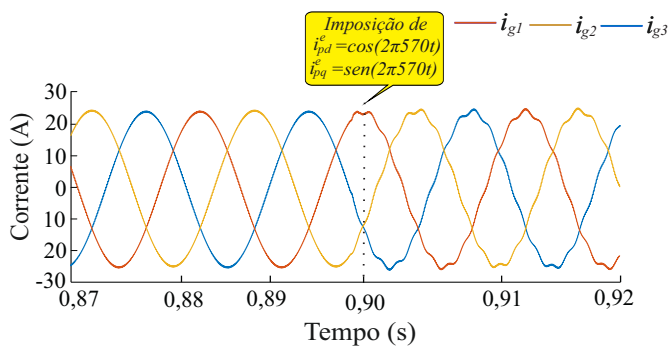


Figura 6. Correntes  $i_{g123}$  antes e após a injeção do inter-harmônico.

manter a relação X/R fixa em 5 sem que o THD das correntes ultrapasse os valores indicados por norma, além de serem inseridos apenas por curto espaço de tempo, sem prejudicar a qualidade da energia fornecida. Com a adaptação da IV via EIR as oscilações de potência são reduzidas de forma satisfatória, comprovando a obtenção do desacoplamento P/Q mesmo com a variação da impedância da rede. Os modos ressonantes do filtro podem ser estudados, de forma a evitar que sejam excitados pelo inter-harmônico.

#### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

#### REFERÊNCIAS

[1] IEA. (2021, July 1). Global electricity demand is growing faster than renewables, driving strong increase in generation from fossil fuels - news. IEA. Acesso 26 de Julho de 2022, em:

<https://www.iea.org/news/global-electricity-demand-is-growing-faster-than-renewables-driving-strong-increase-in-generation-from-fossil-fuels>

[2] ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. [S.l.]: Oficina de textos, 2016.

[3] ROCABERT, J.; LUNA, A.; BLAABJERG, F.; RODRIGUEZ, P. "Control of power converters in ac microgrids. IEEE transactions on power electronics,"IEEE, v. 27, n. 11, p. 4734-4749, 2012

[4] W. Yao, M. Chen, J. Matas, M. Guerrero, and Z. Qian, "Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 2, pp. 576-588, Feb. 2011.

[5] ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. "Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica."[S.l.]: Oficina de textos, 2016.

[6] BRABANDERE, K. D.; BOLSENS, B.; KEYBUS, J. Van den; WOYTE, A.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. IEEE Transactions on power electronics, IEEE, v. 22, n. 4, p. 1107-1115, 2007.

[7] LI, M.; WANG, Y.; LIU, Y.; XU, N.; SHU, S.; LEI, W. Enhanced power decoupling strategy for virtual synchronous generator. IEEE Access, IEEE, v. 8, p. 73601-73613, 2020.

[8] LI, Y.; LI, Y. W. Power management of inverter interfaced autonomous microgrid based on virtual frequency-voltage frame. IEEE Transactions on Smart Grid, IEEE, v. 2, n. 1, p. 30-40, 2011.

[9] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg and P. C. Loh, "Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters,"in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 30, no. 12, pp. 7019-7037, Dec. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2382565.

[10] CARDOSO, L. S.; T. de O. A. Rocha; R. L. A. Ribeiro; J. R. Pinheiro; J. R. D. Neto. Improvements on Power Flow Control of Voltage-Source-Based Grid-Supporting Converter by Using Virtual Impedance Concept. Innovative Smart Grid Technologies Latin America, 2019.

[11] D. K. Alves, R. L. d. A. Ribeiro, F. B. Costa, T. d. O. A. Rocha and J. M. Guerrero, "Wavelet-Based Monitor for Grid Impedance Estimation of Three-Phase Networks,"in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 68, no. 3, pp. 2564-2574, March 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2972460.

[12] L. Asiminoaei, R. Teodorescu, F. Blaabjerg and U. Borup, "Implementation and test of an online embedded grid impedance estimation technique for PV inverters", IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 52, no. 4, pp. 1136-1144, Aug. 2005.

[13] M. Liserre, F. Blaabjerg and R. Teodorescu, "Grid impedance estimation via excitation of LCL-filter resonance", IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 43, no. 5, pp. 1401-1407, Sep./Oct. 2007.

[14] S. Cobrecas, E. J. Bueno, D. Pizarro, F. J. Rodriguez and F. Huerta, "Grid impedance monitoring system for distributed power generation electronic interfaces", IEEE Trans. Instrum. Meas., vol. 58, no. 9, pp. 3112-3121, Sep. 2009.

[15] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodriguez and R. Teodorescu, "Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes", IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 56, no. 10, pp. 4088-4096, Oct. 2000

[16] A. Ghanem, M. Rashed, M. Sumner, M. A. Elsayes and I. I. I. Mansy, "Grid impedance estimation for islanding detection and adaptive control of converters", IET Power Electron., vol. 10, no. 11, pp. 1279-1288, Sep. 2017.

[17] M. Sumner, B. Palethorpe, D. W. P. Thomas, P. Zanchetta, and M. C. D. Piazza, "A technique for power supply harmonic impedance estimation using a controlled voltage disturbance," IEEE Trans. Power Electron., vol. 17, no. 2, pp. 207-215, Mar. 2002

[18] De Meerendre, Mathieu Kervyn, et al. "Review of local network impedance estimation techniques."IEEE access 8 (2020): 213647-213661.

[19] L. Zhang, L. Hamefors and H.P. Nee, "Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters,"IEEE Transactions on PowerSystems, vol. 25, no. 2, pp. 809-820, May 2010.

[20] Nise, Norman S., and Fernando Ribeiro da Silva. Engenharia de sistemas de controle. Vol. 3. LTC, 2002.

[21] "IEEE Standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," IEEE Std 1547-2003, pp. 1-28, July 28 2003.