

ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA PARA SUPORTE DE ESTABILIDADE E QUALIDADE DE ENERGIA EM INVERSORES CONECTADOS À REDE

Hugo M. T. C. Gomes¹, Leandro L. O. Carralero, José H. Suárez¹, André P. N. Tahim¹, José Renes Pinheiro¹, Fabiano F. Costa¹

¹Universidade Federal da Bahia – UFBA, Salvador – BA, Brasil

e-mail: hugo.cotrim@ufba.br, leandro.oro@ufba.br, jose.hidalgo@ufba.br, atahim@ufba.br, jrenes@gepoc.ufsm.br, fabiano.costa@ufba.br.

Resumo – Este trabalho propõe um método de estimação da impedância de rede adequado a sistemas de geração distribuída conectados à rede por meio de inversores. O procedimento é baseado em variações nas potências ativa e reativa injetadas no sistema de potência pelo inversor. As variações provocam alterações nos valores de tensão e corrente no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Essas alterações são usadas para estimar a resistência e indutância da rede através de análise numérica de Newton-Raphson. Além disso, a estimativa da impedância é usada para adaptar uma técnica de amortecimento ativo do sistema de controle do inversor. O método proposto é verificado por meio de simulações no ambiente PSIM e experimentalmente em tempo real por meio de plataforma de testes Hardware-in-the-Loop (HIL).

Palavras-chave – Amortecimento ativo, Análise de estabilidade, Controle adaptativo, Estimação de impedância, Método de Newton-Raphson.

A GRID IMPEDANCE ESTIMATION METHOD TO SUPPORT STABILITY AND POWER QUALITY IN GRID-CONNECTED INVERTERS

Abstract – This work proposes a method to estimate a grid impedance suitable for inverter-based grid-connected distributed power systems. The procedure is based on variations in active and reactive powers injected into the power system by the grid-connected inverter. The variation provokes changes in the voltage and current values at the Point of Common Coupling (PCC). The changes are used to estimate the grid resistance and inductance through a Newton-Raphson numerical analysis. Moreover, the estimated impedance is used to adapt an active damping technique of the inverter's control system. The proposed method is verified by simulations in the PSIM environment and experimentally in real-time through a Hardware-in-the-Loop (HIL) testing platform.

Keywords – Active damping, Adaptive control, Grid impedance estimation, Inverters, Newton-Raphson method, Stability analysis.

Manuscript received 01/20/2022; accepted for publication 06/14/2022, by recommendation of Editor Marcelo Lobo Heldwein. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2022.2.0004>

I. INTRODUÇÃO

A conexão entre fontes renováveis de geração distribuída e a rede elétrica é realizada por meio de conversores eletrônicos de potência, geralmente inversores. O controle do inversor deve ser robusto contra variações de impedância de rede para garantir injeção de energia eficiente sem causar instabilidade. Portanto, o controle do inversor é um ponto chave para a expansão dos Sistemas de Geração Distribuída (SGDs). Além disso, o controle deve permitir o funcionamento adequado do SGDs na presença de distorções harmônicas que afetem as tensões da linha e limitar os níveis de harmônicas das correntes injetadas. Neste contexto, a estimativa da impedância da rede é uma importante ferramenta para auxiliar o controle do inversor a alcançar os objetivos descritos [1], [2].

Variações na impedância da rede podem impactar a estabilidade da corrente injetada na rede pelo sistema inversor-LCL, uma vez que ocasionam alteração do valor de ressonância do filtro. Sabe-se que a estabilidade interna do inversor está associada aos valores relativos da frequência de ressonância LCL e da chamada frequência crítica relacionada ao período de amostragem de controle [3],[4]. Essas variações também podem afetar a estabilidade externa do inversor, que depende da relação entre a impedância de rede e a impedância de saída do inversor, levando a problemas de ressonância no PAC [5].

Destaca-se também que um aumento repentino da impedância da rede no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) pode indicar uma condição de ilha. Nesta condição, é obrigatório desconexão rápida do inversor da rede para evitar riscos aos operadores de manutenção e danos ao equipamento conforme prescrito pelas normas VDE0126, IEEE1547 e IEEE929. Portanto, além de apoiar técnicas de controle adaptativo, métodos de estimativa também podem ser aplicados para garantir requisitos de proteção [6], [7].

Na literatura são encontrados variados métodos para estimar a impedância da rede [8]–[12]. Uma discussão comparativa quanto a precisão, impacto na qualidade de energia e tempo para estimação de impedância entre as diferentes abordagens passivas, ativas e *quasi*-passivas é apresentada em [13]. Observa-se nos mais recentes trabalhos a predominância de procedimentos invasivos, dependentes da injeção de distúrbios na rede de forma controlada, conforme confirmado em [14]–[16]. As técnicas invasivas possuem vantagens sobre os métodos não invasivos devido às suas características predeterminadas quanto a repetibilidade e magnitude de variações impostas, permitindo maior acurácia em diferentes condições de rede. Dada a imprevisibilidade

da conexão e desconexão das cargas na rede, essas técnicas devem contar com medições de tensão e corrente no PAC.

Neste artigo, propõe-se um novo método de estimativa da impedância da rede. A abordagem empregada se baseia em variações programadas da potência ativa (P) e reativa (Q) (variações PQ) injetadas por um inversor conectado à rede. Essas variações impostas pelo controle do inversor provocam variações nas correntes e tensões no PAC, cujas medições são analisadas por meio do método de Newton-Raphson para então fornecer o valor da impedância da rede. Mais especificamente, o método de Newton-Raphson é aplicado sobre os fasores de corrente e tensão do PAC estimados por meio de um extrator de sequência positiva para conferir maior acurácia diante de harmônicas de rede, ou condições de desequilíbrio ou instabilidade.

Além disso, uma análise quanto a aplicabilidade do método proposto no suporte de estabilidade do inversor através de amortecimento ativo é realizada. A técnica de amortecimento aqui empregada propõe ajuste de ganho sobre parâmetro de controle para reconfiguração do sistema em um nova condição estável. Este processo busca atender matematicamente os critérios de estabilidade de Routh, que, por sua vez, fazem uso da impedância estimada.

Este artigo está organizado da seguinte forma. A seção II descreve os fundamentos do método de estimativa da impedância da rede proposto. Na seção III é apresentado o escopo de aplicação do método e uma breve discussão é feita sobre a estabilidade do filtro LCL. Ao final desta seção, define-se uma proposta de aprimoramento do controle adaptativo auxiliado pelo método de estimativa de impedância proposto. Na seção IV, são apresentados e analisados os resultados obtidos. Previamente, são estabelecidos os parâmetros do sistema e os detalhes quanto a simulação realizadas e configuração experimental adotada. A seção V é dedicada às conclusões.

II. MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE IMPEDÂNCIA DE REDE

Um diagrama unifilar para um SGD genérico em termos de fasores é representado no esquema apresentado na Figura 1. Neste diagrama, a resistência e indutância da rede são representadas respectivamente por R_g e L_g . Comumente nas análises de sistemas de eletrônica de potência, a representação de uma rede de distribuição de baixa tensão é realizada através do equivalente de Thevenin com modelo RL para impedância de rede [16]. $V_n \angle 0$ representa o fasor da tensão no PAC, $V_{g_n} \angle \delta_n$, o fasor da tensão da rede, e $I_n \angle \varphi_n$, a corrente injetada pelo inversor. A fase φ_n representa a diferença angular entre os fasores de tensão e corrente no PAC. Ainda nesta figura, ωL_g expressa a reatância da rede, X_g , sendo ω a frequência nominal da rede. A impedância da rede é definida como $Z_g = R_g + jX_g$. O subscrito n está relacionado a diferentes níveis de energia nos quais a rede elétrica pode operar. Esses níveis são impostos pelo método proposto.

A partir do diagrama da Figura 1, é possível extrair a equação que relaciona essas variáveis do sistema, como:

$$V_{g_n} \angle \delta_n = V_n - (R_g + jX_g) I_n \angle \varphi_n. \quad (1)$$

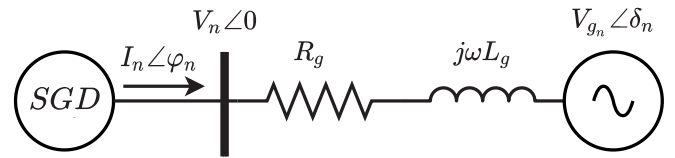


Fig. 1. Diagrama unifilar para SGD Genérico

Observa-se nesta equação (1) a presença de sete variáveis. Três são conhecidas a partir de estimação fasorial extraída por meio de medições no PAC: V_n , I_n e φ_n . As demais variáveis, desconhecidas, podem ser determinadas matematicamente com análise de novos pontos de operação, ou seja, por meio de novas equações.

Para este propósito, considerando três pontos de operação do sistema, para (1), pode-se escrever o seguinte conjunto de equações:

$$\begin{cases} V_{g_1} \angle \delta_1 = V_1 - (R_g + jX_g) I_1 \angle \varphi_1 \\ V_{g_2} \angle \delta_2 = V_2 - (R_g + jX_g) I_2 \angle \varphi_2 \\ V_{g_3} \angle \delta_3 = V_3 - (R_g + jX_g) I_3 \angle \varphi_3. \end{cases} \quad (2)$$

Expandindo (2) em termos reais e imaginários, respectivamente expressos com subscritos x e y , resulta em:

$$\begin{cases} V_{g_{1x}} = V_1 - R_g I_{1x} + X_g I_{1y} \\ V_{g_{1y}} = R_g I_{1y} - X_g I_{1x} \\ V_{g_{2x}} = V_2 - R_g I_{2x} + X_g I_{2y} \\ V_{g_{2y}} = R_g I_{2y} - X_g I_{2x} \\ V_{g_{3x}} = V_3 - R_g I_{3x} + X_g I_{3y} \\ V_{g_{3y}} = R_g I_{3y} - X_g I_{3x} \end{cases} \quad (3)$$

Considerando:

$$\begin{cases} V_{g_{nx}} = V_{g_n} \cos(\delta_n) \\ V_{g_{ny}} = V_{g_n} \sin(\delta_n) \\ I_{n_x} = I_n \cos(\varphi_n) \\ I_{n_y} = I_n \sin(\varphi_n). \end{cases} \quad (4)$$

Esse sistema possui seis equações e oito variáveis, a serem determinadas; $V_{g_{1x}}$, $V_{g_{1y}}$, $V_{g_{2x}}$, $V_{g_{2y}}$, $V_{g_{3x}}$, $V_{g_{3y}}$, R_g e X_g . No entanto, é razoável supor que para um curto período de medição da impedância, as amplitudes da tensão de rede equivalente de Thevenin em uma fase (V_{g_1} , V_{g_2} e V_{g_3}), em três diferentes níveis de potência do inversor, permanecem as mesmas. Ou seja, o seguinte é válido:

$$V_{g_1} = V_{g_2} = V_{g_3}, \quad (5)$$

o que leva a:

$$\begin{cases} V_{g_{1x}}^2 + V_{g_{1y}}^2 = V_{g_{2x}}^2 + V_{g_{2y}}^2 \\ V_{g_{2x}}^2 + V_{g_{2y}}^2 = V_{g_{3x}}^2 + V_{g_{3y}}^2. \end{cases} \quad (6)$$

Então, mais duas equações são obtidas e o sistema é determinado de forma única.

Neste trabalho, esses três diferentes pontos de operação são alcançados por meio de três etapas operacionais impostas ao sistema por mudanças incrementais na potência injetada ativa (P) e reativa (Q), através do controle do inversor.

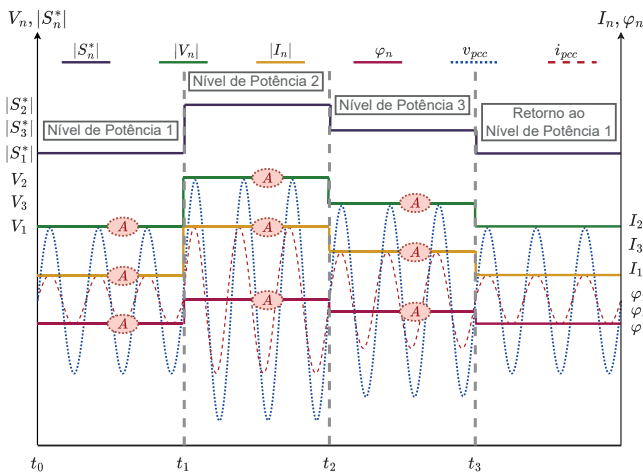


Fig. 2. Ilustração do método de estimação de impedância baseado em variação PQ ($S = P + jQ$) e algoritmo de Newton-Raphson.

Conforme descrito na Figura 2, três níveis para as amplitudes das correntes (I_1, I_2, I_3), amplitudes das tensões (V_1, V_2, V_3), e diferenças de fase ($\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$) são obtidos com a mudança da potência das referências (representado por $|S_1^*|, |S_2^*|, |S_3^*|$) acontecendo entre os instantes t_0 e t_3 . Assim, é possível montar as equações em (3) e resolver o sistema de (2) pelo algoritmo de Newton-Raphson (7). Esta abordagem é semelhante à proposta em [17] e [18] que se basearam em variações naturais para a estimativa da impedância da rede.

$$X^{(m+1)} = X^{(m)} - [J^{(m)}]^{-1} \cdot G(X^{(m)}), \quad (7)$$

onde X , apresentada pela sua transposta em (8), representa a matriz de variáveis desconhecidas a serem determinadas, sendo R_g e X_g , dentre elas, os elementos alvos do método. Em (7), m é o número de iterações para a solução numérica do sistema.

$$X^T = \begin{bmatrix} V_{g1x} & V_{g1y} & V_{g2x} & V_{g2y} & V_{g3x} & V_{g3y} & R_g & X_g \end{bmatrix}. \quad (8)$$

$G(x)$, definido em (9), é o sistema de equações em forma de matriz a ser resolvido. Os elementos: $g_1, g_2, g_3, g_4, g_5, g_6, g_7, g_8$ são equações implícitas apresentadas em (3) e (6).

$$G(X) = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ g_3 \\ g_4 \\ g_5 \\ g_6 \\ g_7 \\ g_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 - R_g I_{1x} + X_g I_{1y} - V_{g1x} \\ R_g I_{1y} - X_g I_{1x} - V_{g1y} \\ V_2 - R_g I_{2x} + X_g I_{2y} - V_{g2x} \\ R_g I_{2y} - X_g I_{2x} - V_{g2y} \\ V_3 - R_g I_{3x} + X_g I_{3y} - V_{g3x} \\ R_g I_{3y} - X_g I_{3x} - V_{g3y} \\ V_{g1x}^2 + V_{g1y}^2 - V_{g2x}^2 - V_{g2y}^2 \\ V_{g2x}^2 + V_{g2y}^2 - V_{g3x}^2 - V_{g3y}^2 \end{bmatrix}. \quad (9)$$

J representa a matriz Jacobiana e é expressa em (10). É importante notar que a matriz J tem diagonal predominante unitária e é composta principalmente de elementos nulos. Esta característica reduz o número de operações para o cálculo em cada iteração. A fim de reduzir o esforço computacional, a abordagem de Decomposição diagonal inferior-superior

(LDU) foi adotada, superando assim as dificuldades com a inversão e recursão da matriz envolvida no cálculo dos determinantes. Neste método, 15 iterações são usadas para solução analítica.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial V_{g1x}} & \frac{\partial g_1}{\partial V_{g1y}} & \frac{\partial g_1}{\partial V_{g2x}} & \frac{\partial g_1}{\partial V_{g2y}} & \frac{\partial g_1}{\partial V_{g3x}} & \frac{\partial g_1}{\partial V_{g3y}} & \frac{\partial g_1}{\partial R_g} & \frac{\partial g_1}{\partial X_g} \\ \frac{\partial g_2}{\partial g_2} & \frac{\partial g_2}{\partial g_2} & \frac{\partial g_2}{\partial g_2} & \frac{\partial g_2}{\partial g_2} & \frac{\partial g_2}{\partial g_2} & \frac{\partial g_2}{\partial g_2} & \frac{\partial g_2}{\partial g_2} & \frac{\partial g_2}{\partial g_2} \\ \frac{\partial g_3}{\partial V_{g1x}} & \frac{\partial g_3}{\partial V_{g1y}} & \frac{\partial g_3}{\partial V_{g2x}} & \frac{\partial g_3}{\partial V_{g2y}} & \frac{\partial g_3}{\partial V_{g3x}} & \frac{\partial g_3}{\partial V_{g3y}} & \frac{\partial g_3}{\partial R_g} & \frac{\partial g_3}{\partial X_g} \\ \frac{\partial g_4}{\partial g_4} & \frac{\partial g_4}{\partial g_4} & \frac{\partial g_4}{\partial g_4} & \frac{\partial g_4}{\partial g_4} & \frac{\partial g_4}{\partial g_4} & \frac{\partial g_4}{\partial g_4} & \frac{\partial g_4}{\partial g_4} & \frac{\partial g_4}{\partial g_4} \\ \frac{\partial g_5}{\partial V_{g1x}} & \frac{\partial g_5}{\partial V_{g1y}} & \frac{\partial g_5}{\partial V_{g2x}} & \frac{\partial g_5}{\partial V_{g2y}} & \frac{\partial g_5}{\partial V_{g3x}} & \frac{\partial g_5}{\partial V_{g3y}} & \frac{\partial g_5}{\partial R_g} & \frac{\partial g_5}{\partial X_g} \\ \frac{\partial g_6}{\partial g_6} & \frac{\partial g_6}{\partial g_6} & \frac{\partial g_6}{\partial g_6} & \frac{\partial g_6}{\partial g_6} & \frac{\partial g_6}{\partial g_6} & \frac{\partial g_6}{\partial g_6} & \frac{\partial g_6}{\partial g_6} & \frac{\partial g_6}{\partial g_6} \\ \frac{\partial g_7}{\partial V_{g1x}} & \frac{\partial g_7}{\partial V_{g1y}} & \frac{\partial g_7}{\partial V_{g2x}} & \frac{\partial g_7}{\partial V_{g2y}} & \frac{\partial g_7}{\partial V_{g3x}} & \frac{\partial g_7}{\partial V_{g3y}} & \frac{\partial g_7}{\partial R_g} & \frac{\partial g_7}{\partial X_g} \\ \frac{\partial g_8}{\partial g_8} & \frac{\partial g_8}{\partial g_8} & \frac{\partial g_8}{\partial g_8} & \frac{\partial g_8}{\partial g_8} & \frac{\partial g_8}{\partial g_8} & \frac{\partial g_8}{\partial g_8} & \frac{\partial g_8}{\partial g_8} & \frac{\partial g_8}{\partial g_8} \end{bmatrix}. \quad (10)$$

O desempenho do método está diretamente associado à qualidade da estimativa fasorial feita a partir das medições no PAC. Com objetivo de atingir maior acurácia do método, duas estratégias auxiliares foram utilizadas. Primeiramente, aplica-se um estimador para extrair a sequência positiva das tensões e correntes trifásicas medidas no PAC. Assim, a influência das harmônicas apresentados na rede e herdados do inversor é mitigada com os valores filtrados V_p, I_p e φ_p , respectivamente os termos de sequência positiva para amplitude de tensão, amplitude de corrente e diferença de fase. O segundo procedimento é calcular a média de cada um desses valores extraídos das regiões indicadas pela letra A na Figura 2. As estimativas fasoriais para essas regiões evitam o impacto de transientes impostos pela mudança no nível de potência.

Levando em consideração os valores dos fasores das tensões e correntes obtidos pelo estimador de sequência positiva a partir das medições no PAC nos três níveis distintos de potência injetada pelo inversor (sendo dois níveis referentes a etapa invasiva do método), a estimativa de impedância proposta neste trabalho é realizada pelo seguinte procedimento: Em primeiro momento, calcula-se os valores médios das amplitudes e diferenças de fase das correntes e tensões. Essas médias são calculadas especificamente nas regiões A que contém cem estimativas para valores de V_p, I_p e φ_p em cada nível de potência. Em seguida, formam-se as equações implícitas (9). Então (9) é resolvida pelo método de Newton-Raphson. O extrator de sequência positiva usado neste trabalho é discutido em [19]. Para maior ganho em velocidade e acurácia da estimativa contra distorções harmônicas, um filtro de Fourier de meio ciclo (FMC) foi incorporado ao algoritmo. Isso é computacionalmente vantajoso sobre a alternativa de ciclo completo, conforme indicado em [14].

III. ESCOPO DE APLICAÇÃO

O inversor com filtro LCL conectado à rede sob análise neste artigo é apresentado na Figura 3. O filtro é composto pela indutância do lado do conversor L_1 , pela indutância do lado da rede L_2 e pelo capacitor C_f . A impedância da rede é Z_g . O controle das correntes injetadas é realizado em referencial estacionário $\alpha\beta$ por meio de controladores proporcionais ressonantes (PRes). Esta abordagem evita a transformação de Park, mais complexa para uma estrutura síncrona que requer cálculos trigonométricos e procedimentos de desacoplamento [20].

Para injetar apenas potência ativa, o inversor deve fornecer à rede correntes em fase com as tensões de rede. A informação de fase é obtida por meio de um PLL (*Phase Locked Loop*). As correntes i_α^* e seu ortogonal i_β^* , juntas designadas como $i_{\alpha\beta}^*$ constituem as referências de controle. A função de transferência para os controladores PRes é dada por (11):

$$G_{PRes}(s) = K_p + \frac{K_r s}{s^2 + \omega^2}, \quad (11)$$

onde K_p e K_r representam, respectivamente, os ganhos proporcional e ressonante. A frequência ω é definida como igual à frequência da rede.

Idealmente, $G_{PRes}(s)$ tem um ganho infinito e erro zero na frequência (ω). Assim para sua implementação digital, tem-se como solução a adição de um fator de amortecimento que ainda garanta alto ganho na frequência da rede. Com este fator também é possível tornar o controlador menos sensível às variações de frequência da rede [9].

A. Filtro LCL, Impedância de Rede e Estabilidade do SGD

O filtro LCL, interface entre inversor e a rede elétrica, é responsável por atenuar as distorções produzidas pelo inversor. A função de transferência do filtro LCL, G_p , para o sistema de controle é definida pela relação entre a corrente injetada i_g na rede e a tensão imposta na entrada do filtro, v_i . Considerando um rede elétrica indutiva e resistências intrínsecas do filtro nulas, a expressão de G_p é fornecida por:

$$G_p = \frac{i_g(s)}{v_i(s)} = \frac{1}{s(s^2 L_1(L_2 + L_g)C + L_1 + L_2 + L_g)}. \quad (12)$$

Destaca-se que a tensão do link CC, V_{DC} é considerada constante. A frequência de ressonância do sistema é dada

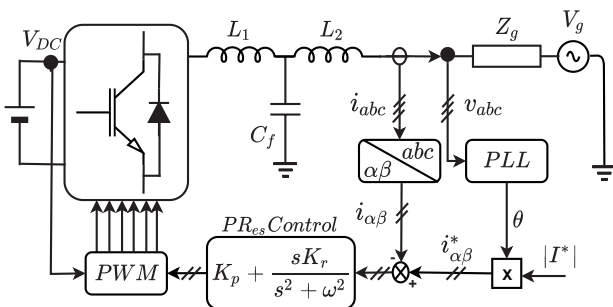


Fig. 3. Estrutura básica de controle ressonante para um inversor conectado à rede.

por [5]:

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2 + L_g}{C_1 L_1 (L_2 + L_g)}} [Hz]. \quad (13)$$

A Figura 4 apresenta a resposta em frequência para G_p para três valores da indutância da rede. Assim, em um projeto inicial de um filtro LCL, f_{res} deve estar dentro de uma faixa que não ocasione problemas de ressonância nas frequências mais baixa e mais alta. Geralmente f_{res} deve estar situado em um valor maior que 10 vezes a frequência nominal do sistema, $f = \omega/2\pi$, e menos da metade da frequência de chaveamento do inversor, f_{sw} .

No entanto, é importante destacar que uma diminuição na indutância da rede não melhora necessariamente a estabilidade dos VSIs vinculados à rede. A estabilidade do SGD também é influenciada pela razão X_g/R_g e pela frequência crítica, f_{crit} , relacionada à frequência de amostragem utilizada na execução do PWM. Por exemplo, dependendo da relação entre a indutância e a resistência da rede, um aumento na indutância da rede pode melhorar a estabilidade do sistema em uma rede fraca [21], [22]. Sabe-se que quando a frequência de ressonância LCL-rede é menor f_{crit} , torna-se necessária uma estratégia de amortecimento para manter o sistema em estabilidade [4]. A f_{crit} é definida em função da frequência de amostragem, f_s , usada para implementar o PWM, $f_{crit} = f_s/6$.

B. Técnica Aprimorada de Controle Adaptativo

Na literatura, existem muitos métodos para adaptar o controle do SGD, reduzir a degradação da qualidade de energia e os problemas de estabilidade de inveteradores LCL conectados à rede. O trabalho desenvolvido por [23] apresenta um resumo com técnicas de controle adaptativo para tais fins. A realimentação de corrente do capacitor (CCF) é uma das estratégias adotadas em SGDs [24], [25]. Esta estratégia inclui um feedback da corrente do capacitor no controle de corrente, fornecendo um amortecimento adicional na malha fechada. Em geral, as abordagens de amortecimento ativo têm maiores vantagens em termos de custo e eficiência quando comparadas aos métodos passivos.

Nesse contexto, o presente trabalho analisa a viabilidade

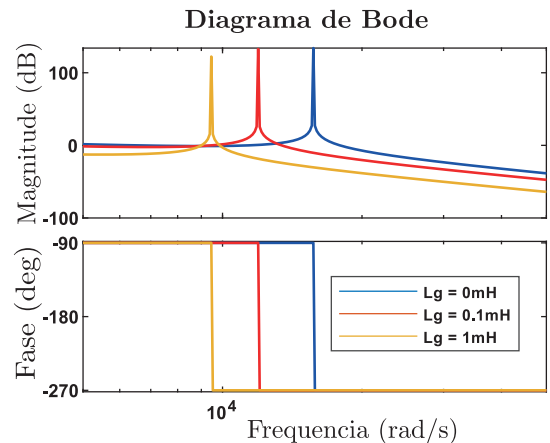


Fig. 4. Resposta em frequência para um filtro LCL genérico com variação da impedância de rede.

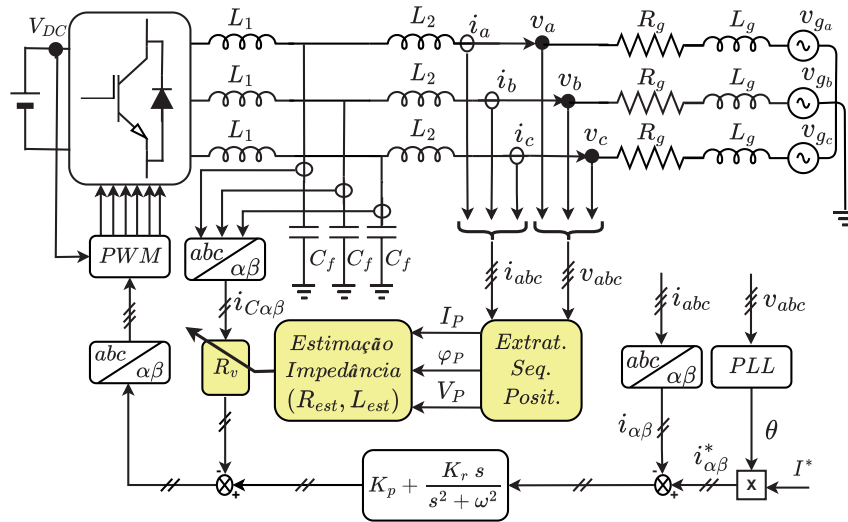


Fig. 5. SGD trifásico com controle PRes e proposta de amortecimento ativo com base na estimativa da impedância da rede.

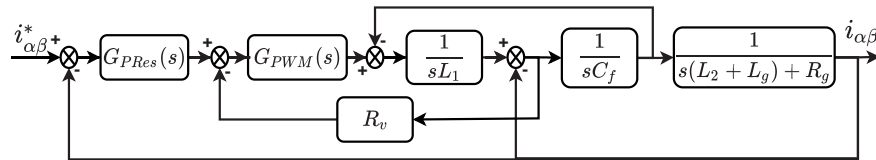


Fig. 6. Diagrama de blocos para o sistema simulado.

e o desempenho do método de estimativa de impedância proposto no suporte à técnica de amortecimento ativo para estabilizar o sistema inversor-LCL. Especificamente, esta estratégia consiste em ajustar uma resistência virtual com o auxílio da técnica de estimativa de impedância proposta. Assim, o feedback adicionado ao controle ressonante é usado para adaptar a resposta do sistema para reduzir a influência da variação da impedância da rede nas condições instáveis do sistema. O método aqui proposto está esquematizado na Figura 5. A figura apresenta as correntes injetadas no lado da rede controladas por controladores ressonantes (PRes). O amortecimento é obtido por meio de loops de feedback das correntes do capacitor. O ganho para esses loops é representado por R_v , a resistência virtual. Ainda nesta figura, v_a, v_b, v_c são as tensões de fase e i_a, i_b, i_c são as correntes de linha no PAC, as quais transformadas em variáveis $\alpha\beta$ estão representadas por $i_{\alpha\beta}$. As correntes $i_{C\alpha\beta}$ são as representações estacionárias das correntes medidas do capacitor. Além disso, $i_{\alpha\beta}^*$ são as correntes de referência de controle em termos estacionários associadas às potências Ativa (P) e reativa (Q) injetadas na rede pelo inversor. As correntes são obtidas a partir do PLL que fornece sua fase θ , e pela potência disponível do lado CC em conjunto com o controle de tensão do link CC que de forma simplificada, apresentado na figura, fornece a referência de magnitude I^* .

A Figura 6 representa o diagrama de blocos equivalente do sistema apresentado na Figura 5. O ganho do bloco PWM, $G_{PWM}(s)$, pode ser expresso como (14):

$$G_{PWM}(s) = \frac{1}{sT_d + 1}, \quad (14)$$

onde T_d representa um atraso imposto pela realização digital do PWM. T_d é dado por (15):

$$T_d = 1.5T_{PWM}, \quad (15)$$

onde T_{PWM} é o período de comutação PWM.

Com base na Figura 6, é possível extrair a função de transferência de controle por (16):

$$\frac{i_{\alpha\beta}}{i_{\alpha\beta}^*} = \frac{y_0s^2 + y_1s + y_2}{a_0s^6 + a_1s^5 + a_2s^4 + a_3s^3 + a_4s^2 + a_5s + a_6}. \quad (16)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} y_0 = K_p \\ y_1 = K_r \\ y_2 = K_p \omega^2 \\ a_0 = T_d(L_g + L_2)L_1C_f \\ a_1 = (L_g + L_2 + R_gT_d)L_1C_f \\ a_2 = C_f(L_1R_g + R_v(L_g + L_2)) + \\ \quad T_d(L_g + L_2 + L_1) + \\ \quad \omega^2 T_d(L_g + L_2)L_1C_f \\ a_3 = \omega^2(R_gT_d + L_g + L_2)C_fL_1 + R_vC_fR_g + \\ \quad (T_dR_g + L_g + L_2 + L_1) \\ a_4 = \omega^2((L_1R_g + R_v(L_g + L_2))C_f + \\ \quad T_d(L_g + L_2 + L_1)) + R_g + K_p \\ a_5 = \omega^2(L_g + L_2 + L_1 + T_dR_g) + K_r + \\ \quad \omega^2 R_v C_f R_g \\ a_6 = \omega^2(K_p + R_g). \end{array} \right. \quad (17)$$

A variação da impedância da rede causa mudança na

localização dos polos do sistema que pode levar à instabilidade [5]. Como solução, R_v deve ser ajustado para um novo valor, garantindo que os polos ainda estejam localizados no semiplano esquerdo, região estável. Este novo valor para R_v pode ser determinado a partir da análise da função de transferência indicada em (16) seguindo os critérios de Routh:

- Todos os coeficientes da equação são positivos;
- Todos os termos da primeira coluna da Matriz Routh possuem sinais positivos.

A Matriz de Routh é definida como:

$$\begin{bmatrix} s^6 & a_0 & a_2 & a_4 & a_6 & 0 \\ s^5 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ s^4 & b_1 & b_2 & b_3 & 0 & 0 \\ s^3 & c_1 & c_2 & 0 & 0 & 0 \\ s^2 & d_1 & d_2 & 0 & 0 & 0 \\ s^1 & e_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ s^0 & f_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (18)$$

Os coeficientes são determinados da seguinte forma:

$$\begin{cases} b_1 = \frac{a_1 a_2 - a_0 a_3}{a_1}; & b_2 = \frac{a_1 a_4 - a_0 a_5}{a_1}; & b_3 = \frac{a_1 a_6}{a_1} = a_6; \\ c_1 = \frac{b_1 a_3 - a_1 b_2}{b_1}; & c_2 = \frac{b_1 a_5 - a_1 b_3}{b_1}; & d_1 = \frac{c_1 b_2 - b_1 c_2}{c_1}; \\ d_2 = \frac{c_1 b_3}{c_1} = b_3; & e_1 = \frac{d_1 c_2 - c_1 d_2}{d_1}; & f_1 = \frac{e_1 d_2}{e_1} = d_2. \end{cases} \quad (19)$$

Observa-se que após estimar Z_g , todos os parâmetros do sistema são conhecidos, exceto R_v , de forma que se pode afirmar que todos os coeficientes do sistema são positivos e os termos da primeira coluna da matriz Routh também são positivos, exceto aqueles que dependem de R_v . A resolução das equações do critério Routh proporcionará uma condição em R_v para garantir a estabilidade do sistema. Para a primeira condição, todos os polos do sistema são positivos, mesmo aqueles que dependem de R_v , que são a_2 , a_3 , a_4 e a_5 . Para atingir a segunda condição e ter todos os coeficientes da primeira coluna positivos, (20) deve ser resolvido:

$$\begin{cases} b_1 a_3 - a_1 a_2 > 0 \\ c_1 b_2 - b_1 c_2 > 0 \\ d_1 c_2 - c_1 d_2 > 0. \end{cases} \quad (20)$$

O conjunto de inequações (20) pode ser resolvido para uma gama de valores de impedância de rede para determinar ganhos de amortecimento viáveis R_v . Esses ganhos estão associados aos valores de impedância em uma tabela para serem acessados por uma tarefa do microcontrolador toda vez que uma estimativa da impedância da rede estiver disponível. Os valores intermediários são interpolados.

C. Aplicação

A estratégia de aplicação do método proposto neste trabalho consiste em identificar a ocorrência da variação da impedância da rede, calcular o seu valor e, em seguida, ajustar o valor do ganho de feedback (R_v) da corrente do capacitor do filtro LCL para garantir estabilidade e obter uma menor distorção harmônica para a corrente injetada na rede. Essa estratégia é delineada pelo fluxograma apresentado na Figura 7.

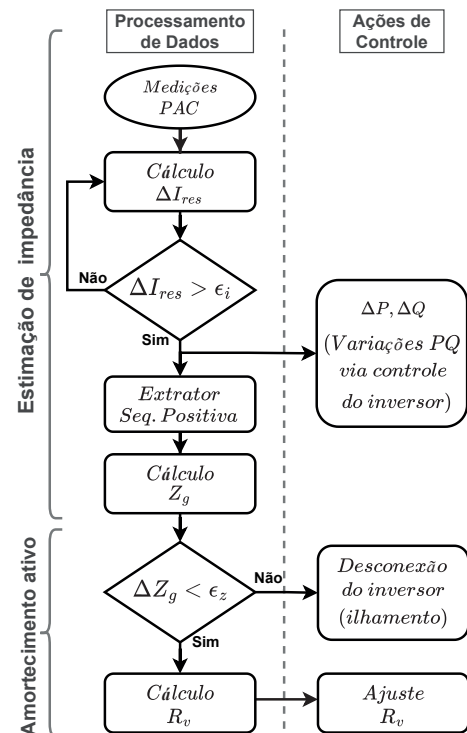


Fig. 7. Fluxograma para o método proposto.

Com base no trabalho [10], adotou-se cálculo permanente da corrente residual (ΔI_{res}) das medições no PAC. Este valor corresponde à diferença entre as medições consecutivas da corrente da rede. Em condições normais (sem variação da impedância da rede), a corrente residual calculada é menor que o valor limite preestabelecido. Quando há variação na impedância de rede, esse resíduo aumenta significativamente, gerando um pico que sinaliza o instante para o início do processo de estimativa de impedância proposta.

Somente a partir dessa sinalização, são impostas variações programadas das potências ativa (P) e reativa (Q) injetadas pelo inversor na rede conforme o método, discutido na seção II. Desse modo, a estimativa de impedância é realizada mediante a sinalização, não requerendo periodicidade específica. A intensidade dessas variações de potência devem ser suficientes para impor variações dos fasores de corrente e tensão que sejam mensuráveis pelos sensores. Assim, com os dois novos estágios (diferentes níveis de potência), as correntes e tensões no PAC são medidas e filtradas pelo estimador de sequência positiva. Este procedimento fornece os fasores de corrente e tensão na frequência fundamental. Então, é possível determinar a resistência R_g e a indutância L_g .

O último valor da impedância é estimado e então comparado com o valor atual a fim de verificar a ocorrência de variação significativa (ΔZ_g) em um curto espaço de tempo que possa indicar uma possível condição de ilhamento do inversor. De acordo com a norma alemã VDE-2006:0126 para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no caso de um ilhamento, o inversor deve ser desligado em 5 s após observada variação de impedância em 1Ω vista do inversor. Caso não seja verificada a condição de ilhamento, é possível ajustar o valor de R_v para garantir estabilidade ou melhor ponto de operação com baixa distorção harmônica para a potência injetada.

IV. RESULTADOS

Nesta seção, os resultados apresentados visam destacar a acurácia do método de estimação de impedância sob condições de distorções harmônicas ou distúrbio da rede. A aplicabilidade da técnica proposta para ajustar o amortecimento virtual em situações de variações de impedância também é avaliada. Para isso, a distorção harmônica total (THD) da corrente injetada é considerada. O método é avaliado em termos do erro percentual das estimativas de R_g e L_g , designadas respectivamente por R_{est} e L_{est} .

O método possui duração fixa de 125 ms para determinação desses parâmetros, sendo que as variações PQ impostas correspondem a 100 ms deste intervalo. Isso foi definido heurísticamente. Este período é compatível com técnicas de performances atrativas, conforme revisão em [13]. Destaca-se ainda que durante a etapa invasiva, emprega-se variações de potência para níveis inferiores ao identificado antes do início do método. Esta abordagem objetiva amenizar o impacto invasivo imposto no PAC e fornecer maior acurácia às estimativas com redução dos efeitos transitórios na corrente, respeitando a capacidade de potência do sistema. Assim, para os resultados apresentados neste artigo, determinou-se para composição dos dois novos estágios de potência, primeiramente uma variação negativa da potência ativa em torno de 30% em relação a condição inicial, seguida de variação para patamar intermediário aos dois níveis anteriores de potência ativa. Adota-se adicionalmente nesta etapa uma variação de potência reativa com diferença angular de 0.314 rad entre a corrente de referência e a tensão no PAC.

Os resultados foram obtidos a partir de três cenários:

- Operação normal com tensões de rede equilibradas;
- Operação com desequilíbrio de tensão de rede;
- Operação com a presença de harmônicas e variação da impedância da rede;

O método é analisado através de simulações no software PSIM e também verificado experimentalmente com a plataforma Typhoon HIL 402. Esta plataforma é capaz de emular sistemas eletrônicos de potência em tempo real. Assim, o sistema composto pelo inversor conectado à rede elétrica é configurado na plataforma Typhoon e colocado em loop com um microcontrolador DSP TMS320F28335, no qual são executados a modulação e os controladores ressonantes. A tensão do link cc do inversor é definida como constante por uma fonte de tensão ideal no sistema Typhoon. Os parâmetros para as simulações e a plataforma experimental estão resumidos na Tabela I. Conforme indicado, a indutância da rede pode ter dois valores. Isso é feito para testar o sistema de controle sob diferentes condições de força de rede no PAC.

Uma rede elétrica fraca é comumente definida por uma baixa taxa de curto-circuito (SCR), que representa a razão entre a potência aparente máxima (curto-circuito) da rede e a potência nominal do gerador de interconexão. Porém, deve-se enfatizar que conforme [21], o efeito da instabilidade também é resultado da relação X_g/R_g e, portanto, tanto L_g quanto R_g determinam a fraqueza de um sistema de distribuição de baixa tensão. Neste nível de tensão, a relação X_g/R_g é

aproximadamente um. Nesse contexto, o presente trabalho avalia o impacto da alteração da impedância da rede na estabilidade do sistema e a possibilidade de sua restabilização por meio do amortecimento ativo potencializado pela técnica de estimativa da impedância da rede.

TABELA I
Parâmetros do Sistema

Parâmetro	Valor
Potência ativa (P)	1.8 kW
Tensão de linha de rede (V_g)	230 V(rms)
Indutância da rede (L_g)	1 ou 4 mH
Resistência de rede (R_g)	1 Ω
Tensão de link CC - inversor (V_{DC})	400 V
Frequência de rede (f)	50 Hz
Indutor filtro (L_1)	20 mH
Indutor do filtro (L_2)	0.5 mH
Capacitância do filtro (C_f)	5 μ F
Frequência de chaveamento (f_{sw})	10 kHz
Ganho Proporcional (K_p)	27
Ganho Ressonante (K_r)	7000

A. Resultados de Simulação

1) Cenário 1 - Operação com tensões de rede equilibradas:

Para este cenário, verifica-se a eficácia do método sob condição de equilíbrio das tensões de rede sem a presença de harmônicas. A Figura 8 apresenta a corrente i_a e a tensão v_a no PAC. De acordo com o procedimento proposto, as variações sobre essas medidas são impostas pelo sistema de controle a partir de 0.2s até 0.3s através das correntes de referência i_a^* e i_b^* , correspondendo à variação temporária das injeções de potência injetada ativa (P) e reativa (Q) previamente programadas.

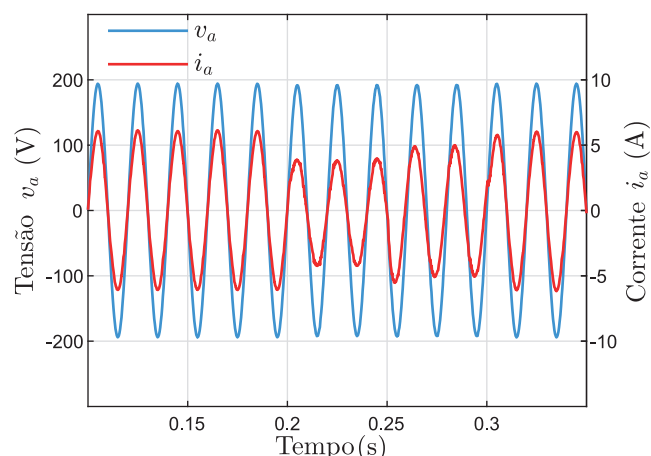


Fig. 8. Case 1 - Corrente i_a e tensão v_a no PAC.

A Figura 9 apresenta as variações das amplitudes de sequência positiva das correntes (I_p) e tensões (V_p) no PAC, respectivamente representadas pelas linhas vermelha e azul. Além disso, as linhas amarela e verde representam a resistência estimada da rede (R_{est}) e a indutância estimada

da rede (L_{est}). Quanto mais fraca é a rede, maiores são as variações nas tensões no PAC. Observa-se nestas figuras que as variações impostas ocorrem durante cinco ciclos, sendo suficientes para uma estimativa com erro em torno de 0.5%. Os valores obtidos para a resistência e a indutância são 1.00536 Ω e 1.0007 mH, respectivamente. A THD máxima registrado para a corrente no PAC foi de 2.51 %.

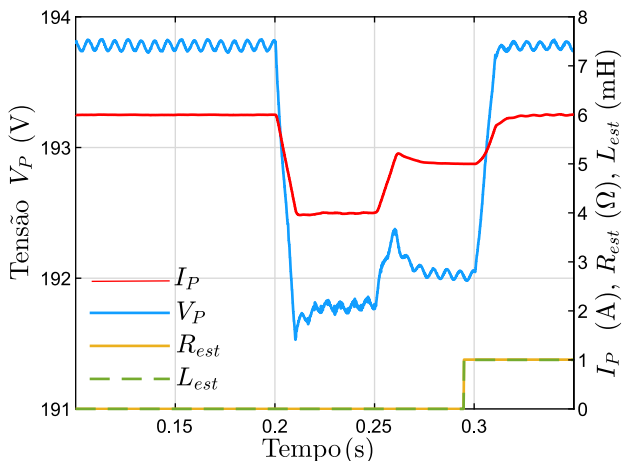


Fig. 9. Caso 1 - Variações nas magnitudes de corrente e tensão no PAC (I_P e V_P) e estimativa da impedância da rede (R_{est} e L_{est}).

2) *Cenário 2 - Operação com desequilíbrio de tensão de rede:* Neste cenário o método é avaliado sob condição de desequilíbrio entre as tensões do gerador principal. Um fator de desequilíbrio de 5% foi empregado, conforme metodologia de cálculo presente na norma IEEE 112-2017. Este valor abrange os limites máximos permissíveis recomendados por normas nacional (PRODIST MODULO 8) e internacional (IEC 61000-2-12, NEMA MG1 14-34). As tensões trifásicas no PAC diante do desequilíbrio imposto estão apresentadas na Figura 10. Para simulação foram ajustadas as amplitudes da tensão de rede em 175V para Fase B, e 195V para Fase C.

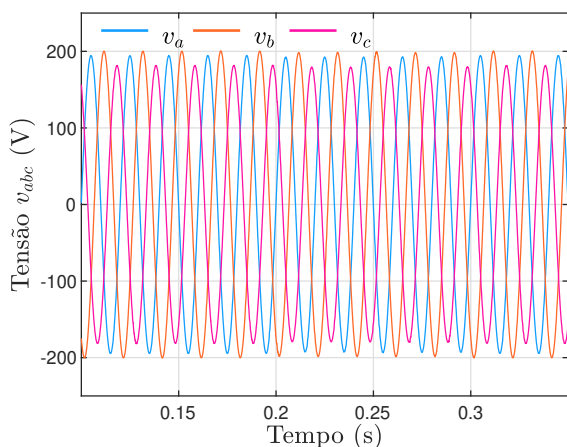


Fig. 10. Caso 2 - tensões v_{abc} no PAC com desequilíbrio de tensão de rede.

As variações nas amplitudes de sequência positiva das

correntes (I_P) e tensões (V_P) no PAC, bem como as estimativas R_{est} e L_{est} são apresentadas na Figura 11. A semelhança entre as Figuras 11 e 9 permite inferir desempenho adequado do extrator de sequência positiva empregado no suporte do método de estimação proposto. Os erros obtidos nesse cenário são 0.43% para R_{est} e 0.39% para L_{est} . A máxima THD de corrente no PAC calculada para este cenário foi de 2.92%.

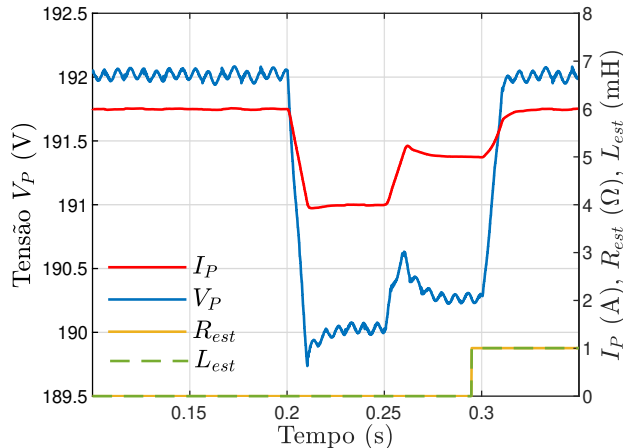


Fig. 11. Caso 2 - Variações nas magnitudes de corrente e tensão no PAC (I_P e V_P) e estimativa da impedância da rede (R_{est} e L_{est}).

3) *Cenário 3 - Operação com harmônicas, variação de impedância e ajuste de amortecimento ativo:* Neste cenário, a simulação testou o método sob influência harmônica e em condições de instabilidade do sistema, após uma variação da indutância da rede. Para emular condições de distorção realistas, harmônicas de 5ª e 11ª ordens foram adicionados à tensão da rede, obtendo uma THD de 7%. Este valor está dentro dos limites definidos pela IEEE 519-2014.

Para os resultados apresentados nesta seção, a resistência da rede R_g foi mantida constante em 1 Ω e a indutância da rede, L_g , foi alterada de 1 mH para 4 mH no instante 0.15 s. Esta variação reduz a frequência de ressonância LCL a um valor inferior a f_{crit} , levando à oscilação da corrente injetada. Nesse caso, o procedimento de amortecimento deve ser adicionado ao sistema de controle. Vale ressaltar que a mudança da indutância imposta implica em uma variação da impedância menor que 1 Ω , significando que não deverá produzir nenhuma ação equivocada por proteção de ilhamento, logo o inversor deve estar conectado e portanto o amortecimento deve operar.

Como destacado anteriormente, o método de impedância proposto impõe as etapas de alteração de potência ativa e reativa entre 0.2s e 0.3s. Essas imposições provocam variações nas correntes i_{abc} e nas tensões v_{abc} no PAC, conforme evidencia o comportamento da corrente e tensão na fase A apresentado na Figura 12. Como a rede é mais fraca para o novo valor de impedância, notam-se distorções significativas infligindo a tensão e a corrente. A máxima THD observada em simulação é 16.3%, relacionada a condição de ressonância produzida pela variação da impedância da rede. É claramente observado na Figura 13, uma perturbação na corrente logo após 0.15s. Este distúrbio é usado para identificar uma variação significativa de impedância através do

método discutido na subseção B da seção III e, assim, sinalizar o início do método de estimativa de impedância. Conforme apresentado na Figura 13, apesar do cenário adverso, o método proposto calcula 0.99969Ω para R_{est} e 3.9875 mH para L_{est} . Esses números representam erro inferior a 0.5% . Os resultados obtidos para os cenários analisados estão resumidos na Tabela II.

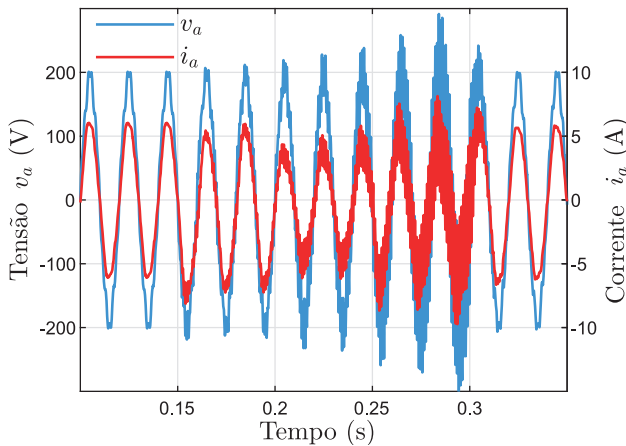


Fig. 12. Caso 3 - Corrente i_a e tensão v_a no PAC.

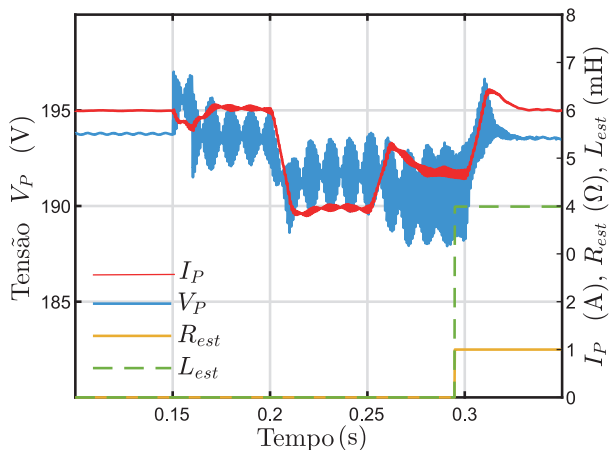


Fig. 13. Caso 3 - Variações nas magnitudes de corrente e tensão no PAC (I_P e V_P) e estimativa da impedância da rede (R_{est} e L_{est}).

A partir dos valores de R_{est} e L_{est} , foi possível calcular o amortecimento R_v , e ajustá-lo internamente à malha de controle para colocar o sistema de volta à estabilidade para um novo ponto de operação da rede com menor distorção harmônica, como evidenciado na Figura 12 após instante 0.3 s . A Figura 14 permite elucidar o efeito do incremento de R_v sobre a estabilização no sistema. Para L_g em 4 mH , quando R_v é nulo, o sistema possui dois polos na metade direita do plano complexo. Esses valores implicam que $f_{res} < f_{crit}$ e requerem o uso de amortecimento ativo ($R_v > 0$) para garantir a estabilidade segundo os critérios de Routh. Na mesma figura, é possível observar o deslocamento dos polos para o semiplano esquerdo à medida que o valor de R_v aumenta. Para a última configuração o sistema está estável novamente e corrente no

PAC apresenta THD de 4.8% quando $R_v = 20$.

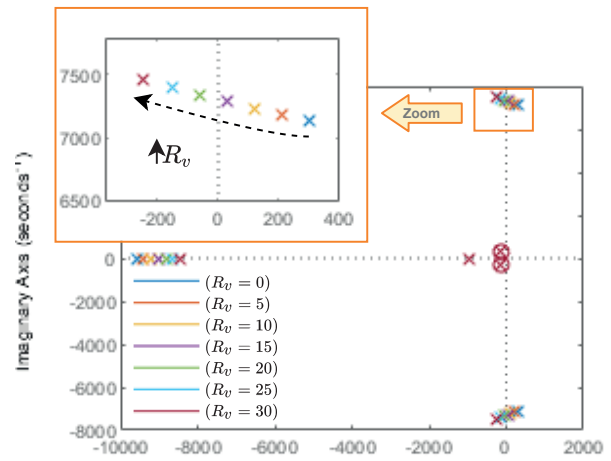


Fig. 14. Polos de malha fechada com variação de R_v de 0 a 30.

TABELA II
Estimativa de Impedância por Cenários

Caso	$THDi^*$	$R_{est}(\Omega)$	error	$L_{est}(mH)$	error
1	2.51%	1.00536	0.53%	1.0007	0.07%
2	2.92%	1.00436	0.43%	1.0039	0.39%
3	16.3%	0.99969	0.03%	3.9875	0.31%

*THD máxima identificada no período analisado.

B. Resultados Experimentais

Esta seção apresenta os resultados experimentais obtidos no terceiro cenário descrito acima. Assim, as harmônicas de 5^a e 11^a ordem são mantidas na rede. A mesma variação da indutância da rede também é adotada (de 1 mH para 4 mH), mantendo a resistência da rede constante em 1Ω .

A Figura 15, de um osciloscópio, apresenta o comportamento em tempo real da corrente i_a e da tensão v_a no PAC. Para facilitar sua interpretação, quatro regiões de operação designadas por A, B, C e D são destacadas. A região A representa o período em que o sistema opera com indutância de 1 mH seguida pela região B a partir do instante 0.15 s em que a variação L_g para 4 mH é imposta ao sistema. Ambas regiões, A e B, apresentam valor nulo para R_v . A região C representa o intervalo de atuação invasiva do método de estimativa de impedância, caracterizada por variações nas potências P e Q , assim variações nas amplitudes e fases das correntes e tensões no PAC. Nesta região, são realizados os cálculos da impedância de rede, sua variação e do valor de R_v para ajustar o amortecimento ativo. A região D representa a tensão e a corrente após o ajuste R_v .

Nas regiões B e C é possível observar um aumento de distorção da tensão v_a e da corrente i_a em que se verifica uma THD máxima de 31% . Conforme discutido anteriormente, o aumento da impedância da rede neste caso reduz a frequência de ressonância LCL a valor inferior à frequência crítica. Isso implica em instabilidade do sistema, com elevação das tensões e correntes no PAC e necessidade de uma estratégia

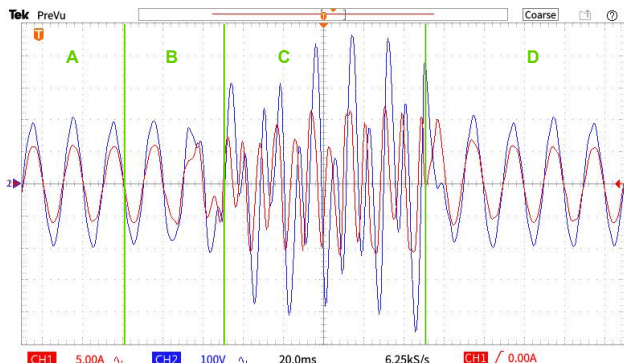


Fig. 15. Experimental - Corrente i_a e tensão v_a no PAC extraídas por osciloscópio.

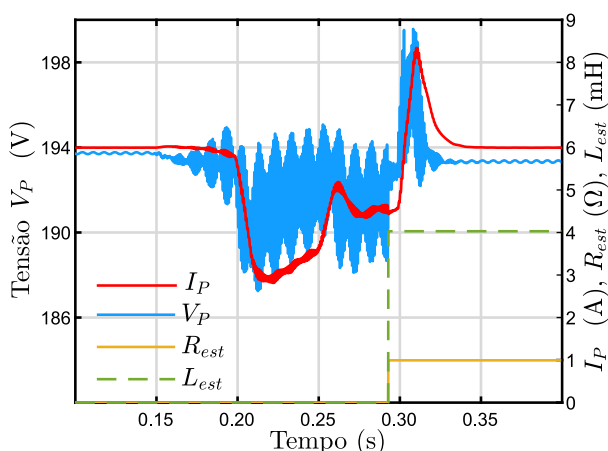


Fig. 16. Experimental - Variações nas magnitudes de corrente e tensão no PAC (I_p e V_p) e estimativa da impedância (R_{est} e L_{est}).

auxiliar para restabelecer as condições adequadas de operação do inversor. Na região D, após estimação da impedância e análise de Routh para estabilidade discutidas na subseção B da seção II, o valor de R_p é ajustada para 20, comprovando a eficácia do uso do amortecimento ativo discutido na seção anterior para garantir a estabilidade e reduzir a THD da corrente e da tensão. A THD máxima para o i_a atual calculado na região D é aproximadamente 5%.

A Figura 16, exportada a partir do ambiente SCADA do Typhoon Hil, apresenta as amplitudes de corrente (I_p) e tensão (V_p) fornecidas pela estimação de sequência positiva sobre as medições no PAC. Os resultados de 0.99563Ω e 4.0238 mH para as estimativa R_{est} e L_{est} , respectivamente, também apresentados nesta figura, consolidam performance apropriada do método ao alcançar erro inferior a 0.5% em cenário adverso.

V. CONCLUSÃO

Neste trabalho, propõe-se um novo método de estimativa de impedância de rede adequado para aplicações com uso de inversores conectados à rede. O procedimento é baseado em variações temporárias de potências ativa e reativa impostas pelo inversor. Essas variações se traduzem em variações nas tensões e correntes no ponto de acoplamento comum, as quais

são medidas e processadas para determinação da impedância. Testes simulados e experimentais verificaram a efetividade e acurácia do método proposto em condições de desequilíbrio, distorções harmônicas de rede e sob instabilidade produzida pela variação de impedância. A aplicação deste método também foi discutida para aprimoramento de estratégia de amortecimento ativo para restaurar a estabilidade do inversor em níveis adequados de qualidade da energia injetada.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da FAPESB e do CNPq por meio do projeto Universal nº430779/2018-6

REFERÊNCIAS

- [1] S. Yang, Q. Lei, F. Z. Peng, Z. Qian, "A Robust Control Scheme for Grid-Connected Voltage-Source Inverters", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 202–212, Jan 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2045998.
- [2] G. Shen, J. Zhang, X. Li, C. Du, D. Xu, "Current control optimization for grid-tied inverters with grid impedance estimation", in *Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, pp. 861–866, Feb 2010, doi: 10.1109/APEC.2010.5433568.
- [3] M. Liserre, A. Dell'Aquila, F. Blaabjerg, "Genetic algorithm-based design of the active damping for an LCL-filter three-phase active rectifier", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 1, pp. 76–86, Jan 2004, doi:10.1109/TPEL.2003.820540.
- [4] S. G. Parker, B. P. McGrath, D. G. Holmes, "Regions of Active Damping Control for LCL Filters", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 1, pp. 424–432, Jan.-Feb. 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2266892.
- [5] M. Liserre, R. Teodorescu, F. Blaabjerg, "Stability of grid-connected PV inverters with large grid impedance variation", in *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, vol. 6, pp. 4773–4779 Vol.6, June 2004, doi: 10.1109/PESC.2004.1354843.
- [6] K. Jia, H. Wei, T. Bi, D. W. P. Thomas, M. Sumner, "An Islanding Detection Method for Multi-DG Systems Based on High-Frequency Impedance Estimation", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 74–83, Jan 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2582846.
- [7] A. Ghanem, M. Rashed, M. Sumner, M. A. Elsayes, I. I. Mansy, "Grid impedance estimation for islanding detection and adaptive control of converters", *IET Power Electronics*, vol. 10, no. 11, pp. 1279–1288, Sep. 2017, doi:10.1049/iet-pel.2016.0780.
- [8] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, P. Rodriguez, A. Timbus, F. Blaabjerg, "Online grid impedance estimation for single-phase grid-connected systems using PQ variations", in *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp. 2306–2312, Jun. 2007, doi:10.1109/PESC.2007.4342370.

- [9] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, F. Blaabjerg, “On-line grid impedance estimation based on harmonic injection for grid-connected PV inverter”, in *Industrial Electronics. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, pp. 2437–2442, IEEE, Jun. 2007, doi:10.1109/ISIE.2007.4374989.
- [10] W. Ghzaiel, M. Jebali-Ben Ghorbal, I. Slama-Belkhdja, J. M. Guerrero, “Grid impedance estimation based hybrid islanding detection method for AC microgrids”, *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 131, pp. 142–156, Jan. 2017, doi:10.1016/j.matcom.2015.10.007.
- [11] J. Yuan, A. Al Durra, E. El-Saadany, “Adaptive digital notch filter based on online grid impedance estimation for grid-tied LCL filter systems”, *Electric Power Systems Research*, vol. 172, pp. 183–192, Jul. 2019, doi:10.1016/j.epsr.2019.02.023.
- [12] H. Alenius, R. Luhtala, T. Messo, T. Roinila, “Autonomous reactive power support for smart photovoltaic inverter based on real-time grid-impedance measurements of a weak grid”, *Electric Power Systems Research*, vol. 182, p. 106207, May. 2020, doi:10.1016/j.epsr.2020.106207.
- [13] M. K. De Meerendree, E. Prieto-Araujo, K. H. Ahmed, O. Gomis-Bellmunt, L. Xu, A. Egea-Álvarez, “Review of Local Network Impedance Estimation Techniques”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 213647–213661, Nov. 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.3040099.
- [14] J. Suarez, H. Gomes, A. Sguarezi, F. Costa, “Grid impedance estimation for grid-tie inverters based on positive sequence estimator and morphological filter”, *Electr Eng (Springer)*, vol. 102, no. 11, pp. 1195–1205, Sep. 2020, doi:10.1007/s00202-020-00941-8.
- [15] D. K. Alves, R. L. d. A. Ribeiro, F. B. Costa, T. d. O. A. Rocha, J. M. Guerrero, “Wavelet-Based Monitor for Grid Impedance Estimation of Three-Phase Networks”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 3, pp. 2564–2574, Feb. 2021, doi:10.1109/TIE.2020.2972460.
- [16] N. Mohammed, T. Kerekes, M. Ciobotaru, “An Online Event-Based Grid Impedance Estimation Technique Using Grid-Connected Inverters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 5, pp. 6106–6117, May. 2021, doi:10.1109/TPEL.2020.3029872.
- [17] S. Ali Arefifar, W. Xu, “Online tracking of power system impedance parameters and field experiences”, in *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–1, July 2010, doi: 10.1109/PES.2010.5589525.
- [18] J. L. Santos, F. P. M. Barbosa, “Voltage stability evaluation using the relation between impedances”, in *Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (IEEE Cat. No.04CH37521)*, vol. 3, pp. 927–930 Vol.3, May 2004, doi:10.1109/MELCON.2004.1348203.
- [19] L. H. S. Silva, H. M. T. C. Gomes, A. J. S. Filho, D. A. Fernandes, F. F. Costa, “A sequence components estimation technique applied for distributed generation”, in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 1190–1195, Sep. 2015, doi:10.1109/ECCE.2015.7309826.
- [20] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez, F. Blaabjerg, “Evaluation of Current Controllers for Distributed Power Generation Systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 654–664, Mar. 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2012527.
- [21] A. Adib, B. Mirafzal, X. Wang, F. Blaabjerg, “On Stability of Voltage Source Inverters in Weak Grids”, *IEEE Access*, vol. 6, pp. 4427–4439, Jan. 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2788818.
- [22] A. Adib, B. Mirafzal, “Virtual Inductance for Stable Operation of Grid-Interactive Voltage Source Inverters”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 8, pp. 6002–6011, Aug. 2019, doi:10.1109/TIE.2018.2874594.
- [23] C. C. Gomes, A. F. Cupertino, H. A. Pereira, “Damping techniques for grid-connected voltage source converters based on LCL filter: An overview”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 116–135, Jan. 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.050.
- [24] E. Twining, D. G. Holmes, “Grid current regulation of a three-phase voltage source inverter with an LCL input filter”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 18, no. 3, pp. 888–895, Jun. 2003, doi: 10.1109/TPEL.2003.810838.
- [25] Y. He, X. Wang, X. Ruan, D. Pan, K. Qin, “Hybrid Active Damping Combining Capacitor Current Feedback and Point of Common Coupling Voltage Feedforward for Grid-Connected Inverter”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 2, pp. 2373–2383, Feb. 2021, doi: 10.1109/TPEL.2020.3008160.

DADOS BIOGRÁFICOS

Hugo M. T. C. Gomes, recebeu o título de graduação em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal da Bahia, Brasil, em 2010, e o grau de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia, Brasil, em 2016. Atualmente é Doutorando pelo Laboratório de Eficiência Energética (LABEFEA). Seus temas de pesquisa incluem técnicas de controle em sistemas de geração distribuída, PLL, estimativa de impedância de rede e estudo de estabilidade.

Leandro L. O. Carralero, recebeu o título de graduação em Engenharia de Automação e Controle pela Universidade do Oriente, Cuba, em 2012, e o grau de mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia, Brasil, em 2018. Atualmente é estudante de doutorado do Laboratório de Eficiência Energética (LABEFEA) da UFBA. Seus interesses de pesquisa incluem modelagem e controle de sistemas de conversão de energia e eletrônica de potência.

José H. Suárez, recebeu o título de graduação em Engenharia Elétrica pelo Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMM) em 2010 e pelo M.S. em eficiência energética pela Universidade Oscar Lúcerio Moya (UHO) em 2014, e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia, Brasil, em 2019. Seus interesses de pesquisa

incluem estimativa de impedância de rede, sincronização e técnicas de controle aplicados a geração distribuída.

André P. N. Tahim, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia (2004). Obteve o título de mestre em Engenharia Elétrica e Doutor em Engenharia de Automação e Sistemas pela Universidade Federal de Santa Catarina (2009 e 2015). Desde 2015 é membro do corpo docente de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia (Brasil). Seus interesses de pesquisa atuais incluem modelagem e controle de sistemas de conversão de energia, análise de sistemas dinâmicos, sistemas de distribuição dc e eletrônica de potência para fontes de energia renováveis.

José R. Pinheiro, recebeu o grau de Engenheiro Eletricista pela UFSM, e os graus de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela UFSC, em 1981, 1984, e 1994, respectivamente. É Prof. Titular (Voluntário) do DPEE da UFSM, onde atua desde 1985. Entre 2001 e 2002, realizou pós-doutorado no

Center for Power Electronics Systems (CPES), Virginia Tech, EUA. Suas principais linhas de pesquisas e interesse incluem Projetos Otimizados de conversores estáticos, Sistemas Híbridos de conversão estática de energia, Conversão de Energia em Alta Frequência, Modelagem e Controle de Conversores Estáticos e Sistemas Distribuídos de Energia. É membro da SOBRAEP, da SBA, e das Sociedades PELS, IAS, IES e PES da IEEE.

Fabiano F. Costa, recebeu os títulos de graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, Universidade Federal da Paraíba e Universidade Federal de Campina Grande em 1997, 2001 e 2005 respectivamente. É Professor Associado no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia. Seus interesses de pesquisa são estabilidade e modelagem de conversores estáticos. É membro titular da Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP) e Membro Sênior do IEEE.