

Regulação da Tensão do Ponto de Acoplamento Comum Utilizando o Conceito de Impedância Virtual em Conversores LCL-VSC

Thales Queiroz Fonsêca, Ricardo Lúcio de Araujo Ribeiro, Thiago de Olivera Alves Rocha e Flavio Bezerra Costa
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Avenida Senador Salgado Filho, 59078-970

Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

Emails: thalesqf2012@gmail.com, rlucio@ct.ufrn.br, thiago.rocha@ct.ufrn.br, flaviocosta@ect.ufrn.br

Resumo—Neste artigo é proposta uma técnica de regulação de tensão do PAC, utilizando impedância virtual, aplicada em sistemas de geração distribuída baseados em sistemas LCL-VSC. A técnica de impedância virtual é utilizada para impor um capacitor virtual necessário para garantir o valor da tensão do PAC em limites aceitáveis, considerando a potência nominal do conversor. A técnica proposta utiliza uma função que é composta por uma zona morta e duas funções *droop* para emular o valor da capacitância virtual. A técnica proposta é validada por meio de resultados experimentais.

Palavras-chave – Sistemas de Geração distribuída (SGD), controle baseado em funções *droop*, conversão LCL-VSC, impedância virtual.

I. INTRODUÇÃO

O avanço da eletrônica de potência aliado ao crescimento das restrições ambientais têm promovido a inserção de fontes renováveis de energia (FRE), na forma de sistemas de geração distribuída (SGD), na rede elétrica. Os mesmos são geralmente conectados à rede elétrica por meio de conversores de potência e, dependendo da aplicação, sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) também podem ser utilizados. A integração de pequenos sistemas GD e SAEE dispersos compõem uma microrrede. Este novo conceito de rede elétrica tende a tornar o sistema mais distribuído, inteligente e flexível de modo a atender a nova estruturação do sistema elétrico e os requisitos da qualidade de energia elétrica. Entretanto, a não-despachabilidade em energia das FRE pode produzir problemas como flutuações de tensão e desvios de frequência, dependendo do nível de penetração dessas fontes na rede elétrica [1].

Geralmente, os SGD são conectados ao ponto de acoplamento comum (PAC) com o uso de conversores VSC (do inglês, *Voltage Source Converter*) por meio de filtros LC (LC-VSC) ou LCL (LCL-VSC) [2]. Os sistemas LC-VSC são controlados para operar como uma fonte de tensão controlada com uma baixa impedância de saída e os mesmos são capazes de regular a amplitude e frequência da tensão do PAC por meio de técnicas de controle adequadas [3]. Por outro lado, sistemas

LCL-VSC operam como fontes de corrente controladas com uma alta impedância de saída e são os mais adequados para o fornecimento de energia à rede elétrica [4]. De uma forma geral, os esquemas de controle de sistemas DG são projetados para que sua operação mantenha uma relação de compromisso entre a regulação de tensão e o balanço de energia do sistema [5].

A estratégia de controle baseada em funções *droop*, utilizada em sistemas LC-VSC, tem se demonstrado uma estratégia viável para o controle do fluxo de potência de SGD em microrredes [6], [7]. Entretanto, a maior parte dos SGD baseados em FRE, como solar fotovoltaicos PV (do inglês, *Photovoltaic*) e eólicos, ainda são conectados à rede elétrica por meio de sistemas LCL-VSC, controlados para operar como uma fonte de corrente controlada [4]. Apesar desses sistemas serem os mais utilizados, os mesmos possuem algumas limitações em relação à sua aplicação no contexto de microrredes pelo fato de operarem apenas no modo conectado à rede elétrica [8]. Sistemas LCL-VSC também podem contribuir no controle da amplitude e frequência da tensão da rede elétrica por meio do controle adequado do fluxo de potência ativa e reativa [4]. Nesses sistemas, a técnica de rastreamento de máxima potência (MPPT) é utilizada para definir a potência ativa de referência apropriada [8], enquanto que a potência reativa de referência pode ser determinada baseada na regulação de tensão do PAC e na potência aparente disponível do conversor de potência [9].

Geralmente, os SGD são instalados em redes elétricas de baixa tensão (BT). Entretanto, os alimentadores de redes de BT são característicos por possuírem uma baixa relação X/R e, assim, as estratégias de controle convencionais para regular as potências ativa e reativa podem ser ineficientes [5], [10], [11], [9], [12], [13]. Além disso, a impedância característica de uma rede elétrica que possui diferentes SGD e cargas não-lineares conectadas pode variar randomicamente, tornando estratégias de controle com parâmetros fixos inapropriadas. Nesses casos, a solução adequada é adotar estratégias de controle adequadas para garantir o controle do fluxo de potência desejado [9],

[12], [13].

O conceito de impedância virtual (CIV) tem se demonstrado como uma estratégia de controle adequada para o controle do fluxo de potência de SGD [14]. Especificamente em redes de BT, o CIV é empregado para reduzir o acoplamento das potências ativa e reativa, devido ao perfil complexo da impedância [5], [10], [11], [9], [12], [13]. Diferentes técnicas têm sido desenvolvidas, utilizando o CIV, para emulação de indutâncias, capacitâncias e indutâncias negativas [14].

A maioria das aplicações que envolvem o controle do fluxo de potência de SGD utilizam sistemas LC-VSC, controlados pela técnica de controle baseada em funções *droop* com a inclusão do CIV [8]. Entretanto, também é possível utilizar a mesma metodologia em sistemas LCL-VSC [8], [15]. Neste caso, o conversor de potência tem o comportamento de uma fonte de corrente controlada em que o objetivo primário não é apenas injetar potência ativa na rede elétrica mas também contribuir na regulação da tensão da rede por meio da injeção de potência reativa [8].

Nessa direção, nesse artigo é proposta uma estratégia de controle baseada no CIV aplicado em sistemas LCL-VSC para controle do fluxo de potência de SGD e regulação da tensão do PAC. Na implementação da impedância virtual é utilizada uma zona morta e duas funções *droop* para determinar a capacitância virtual. Um SGD fotovoltaico é utilizado e o método proposto é validado por meio de resultados experimentais.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

A estrutura geral do SGD fotovoltaico conectado à rede elétrica é apresentada na Figura 1. A topologia é baseada em um sistema de conversão de dois estágios. O conversor CC-CC do tipo *Boost*, omitido nessa Figura, é comandado por um algoritmo MPPT P&O para que a máxima potência disponível seja extraída. Um conversor VSC e um filtro LCL são utilizados para interconectar o sistema PV ao PAC. O filtro LCL é composto dos indutores de saída do conversor l_f , dos capacitores do filtro c_f , dos resistores de amortecimento r_d , e dos indutores do lado da rede l_g . Uma carga trifásica e um bloco de emulação (BE), controlados por chaves, emulam diferentes condições de operação.

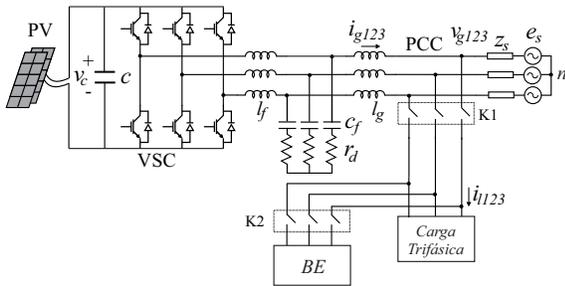


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema PV conectado à rede elétrica trifásica.

O critério projeto do LCL é baseado na metodologia apresentada em [16]. Baseado nesse critério, o modelo dinâmico

do filtro LCL que relaciona as correntes de saída do GD (I_g^s) com as tensões de saída do VSC (V_f^s) é dado por

$$Y_f(s) = \frac{c_f r_d s + 1}{l_f l_g c_f s^3 + (l_f + l_g) r_d c_f s^2 + (l_f + l_g) s}, \quad (1)$$

em que a função de transferência em (1) é composta de um zero e três polos, em que um polo está situado na origem e os outros dois polos, complexos conjugados, são determinados com base na frequência de ressonância e no amortecimento do filtro. Considerando os efeitos das resistências parasitas r_f e r_g , relacionadas aos indutores l_f e l_g , respectivamente, a função de transferência em (1) passa a ser

$$I_g^s(s) = \frac{z_1 s + z_0}{p_3 s^3 + p_2 s^2 + p_1 s + p_0} V_f^s(s) - \frac{w_2 s^2 + w_1 s + w_0}{p_3 s^3 + p_2 s^2 + p_1 s + p_0} V_g^s(s), \quad (2)$$

em que V_g^s são as tensões do PAC. Todas as variáveis estão representadas na notação complexa ($X_g^s = X_d^s + jX_q^s$), em que o superíndice s é utilizado para indicar que as variáveis estão no referencial estacionário. Os parâmetros da função de transferência são $z_1 = r_d c_f$, $z_0 = w_0 = 1$, $w_2 = l_f c_f$, $w_1 = (r_f + r_d) c_f$, $p_3 = l_f l_g c_f$, $p_2 = (l_f + l_g) r_d c_f + (r_f l_g + r_g l_f) c_f$, $p_1 = (r_f r_d + r_f r_g + r_g r_d) c_f + l_f + l_g$ e $p_0 = r_f + r_g$.

III. SISTEMA DE CONTROLE

O sistema de controle empregado no SGD é o esquema de controle convencional utilizado em sistemas LCL-VSC conectados à rede elétrica, em que uma malha interna é utilizada para regular as correntes de saída do SGD e uma malha externa é utilizada para regular a tensão do barramento CC. Na Figura 2 é apresentado o diagrama de blocos do controle das correntes de saída do SGD. $Y_f(s)$ e $Y_g(s)$ são as funções de transferência de malha aberta do conversor conectado à rede e a admitância de malha aberta, representadas pelo primeiro e segundo termo da função de transferência em (2). O controlador de corrente é representado pelo bloco $R_i(s)$ e $Y_v(s)$ é utilizado para representar a admitância virtual, que será detalhada na próxima seção.

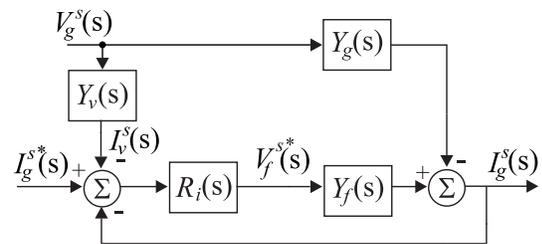


Figura 2. Diagrama de blocos do controle das correntes de saída do SGD.

A. Controle de Corrente

A função de transferência de malha fechada da Figura 2 sem a inserção da impedância virtual é dada por

$$I_g^s(s) = \frac{R_i(s)Y_f(s)}{1 + R_i(s)Y_f(s)} I_g^{s*}(s) - \frac{Y_g(s)}{1 + R_i(s)Y_f(s)} V_g^s(s), \quad (3)$$

em que $I_g^{s*}(s)$, $I_g^s(s)$ e $V_g^s(s)$ são as correntes de saída do SGD de referência, controlada e tensão do PAC, respectivamente. O primeiro e o segundo termo em (3) são as funções de transferência de malha fechada do controle das correntes de saída $I_g^s(s)$, denominada aqui como $Y_{fc}(s)$ e a admitância do sistema, denominada como $Y_{gc}(s)$, e é considerada uma perturbação a ser compensada pelo controlador de corrente.

B. Impedância Virtual

A função de transferência de malha fechada do controle de corrente do SGD com a inserção da admitância virtual $Y_v(s)$ é dada por

$$I_g^s(s) = Y_{fc}(s)I_g^{s*}(s) - (Y_{gc}(s) + Y_{fc}(s)Y_v(s))V_g^s(s). \quad (4)$$

O primeiro termo de (4) é a função de transferência de malha fechada do controle de corrente, enquanto que o segundo termo refere-se à admitância de malha fechada, respectivamente. Na Figura 3 é apresentado o circuito equivalente que representa o SGD conectado à rede elétrica com a inserção da admitância virtual no sistema de controle. A inserção da admitância virtual $Y_v(s)$ não causa modificação em $Y_{fc}(s)$. Entretanto, sua inserção tem o efeito de sintetizar uma admitância $Y_{vc}(s) = Y_{fc}(s)Y_v(s)$ em paralelo com $Y_{gc}(s)$.

C. Regulação da Tensão do PAC Utilizando o Conceito de Impedância Virtual

Um sistema LCL-VSC opera como uma fonte de corrente controlada em que o objetivo primário é injetar potência ativa na rede elétrica. Entretanto, a introdução da admitância virtual pode contribuir para a regulação da tensão do PAC pela modificação da corrente de referência do SGD. Para entender como a introdução da admitância virtual pode ajudar na regulação da tensão do PAC, considere o circuito elétrico unifilar equivalente da Figura 3 operando nos seguintes cenários: (a) a energia produzida pelo SGD é suficiente para alimentar a carga e o excedente é entregue à rede elétrica e, (b) o consumo de energia da carga é maior que a potência nominal do SGD, portanto, o restante da energia demandada pela carga é fornecida pela rede elétrica.

Na Figura 4 são apresentados os diagramas fasoriais das variáveis do SGD operando nos cenários descritos anteriormente, com e sem a introdução da impedância virtual no sistema de controle. O primeiro cenário é apresentado na Figura 4(a) em que a energia produzida pelo SGD é suficiente para alimentar a carga e o excedente é entregue à rede elétrica a carga e o excedente é entregue à rede elétrica ($I_{g,l} > I_l$). Neste caso, uma baixa relação X/R da impedância característica da rede elétrica produz um valor de tensão do PAC ($V_{g,l}$) maior que a máxima tensão ($V_{g(max)}$) permitida pela norma.

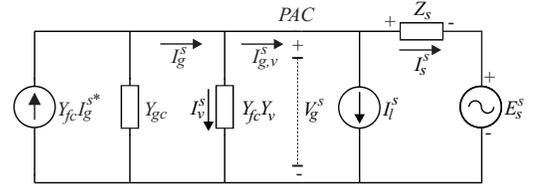


Figura 3. Circuito equivalente do SGD conectado à rede elétrica com introdução da impedância virtual.

A introdução da admitância virtual gera a corrente jI_v que modifica a corrente total de saída do SGD $I_{g,v}$, compensando a potência reativa da carga e reduzindo a amplitude da tensão do PAC para $V_{g,v}$, dentro dos valores permitidos por norma. $\delta_{g,l}$ e $\delta_{g,v}$ são os ângulos de fase entre a tensão interna (E_s) e a tensão do PAC (V_g) sem e com a introdução da admitância virtual, respectivamente, e ϕ_l é o ângulo de fase entre E_s e a corrente de carga I_l . Na Figura 4(b) é apresentado o segundo cenário, em que a energia demandada pela carga excede a potência nominal do SGD ($I_l > I_{g(max)}$) e, assim, o restante da energia demandada pela carga é fornecida pela rede elétrica. Neste caso, a relação X/R da rede resulta em uma amplitude da tensão do PAC $V_{g,l}$ menor que o limite mínimo imposto pelas normas ($V_{g(min)}$). A inserção da impedância virtual gera uma corrente $-jI_v$ que modifica a corrente de saída do GD $I_{g,v}$ e aumenta a tensão do PAC para $V_{g,v}$, que está dentro dos limites impostos pela norma.

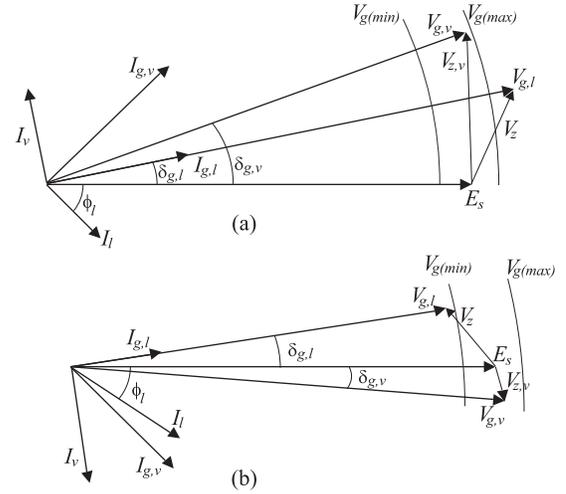


Figura 4. Diagramas fasoriais das variáveis do SGD operando nos seguintes cenários: (a) o SGD alimenta a carga e o excedente de energia é entregue à rede elétrica, (b) o consumo de energia da carga é maior que a potência nominal do SGD e a rede elétrica fornece o restante da energia demandada pela carga.

IV. TÉCNICA PROPOSTA

Estratégias de regulação de tensão podem ser implementadas em sistemas LCL-VSC conectados à rede elétrica, como apresentado em [8]. A principal desvantagem está em obter uma regra para determinar as correntes de referência que produzem a potência reativa necessária para obter a regulação

de tensão desejada. Entretanto, com essa técnica, podem ser determinadas correntes de referência que extrapolam a potência nominal do conversor.

A técnica proposta neste artigo é utilizada para contornar essa desvantagem por meio de um esquema de implementação de $Y_v(s)$ como uma capacitância virtual em que é considerada a máxima potência reativa que o conversor pode fornecer. A função de transferência $Y_v(s)$ é dada por

$$Y_v(s) = \frac{1}{sC}, \quad (5)$$

em que C é o valor da capacitância virtual. Na estrutura proposta, é utilizada uma função, composta de duas funções *droop* e uma zona morta, como apresentada na Figura 5.

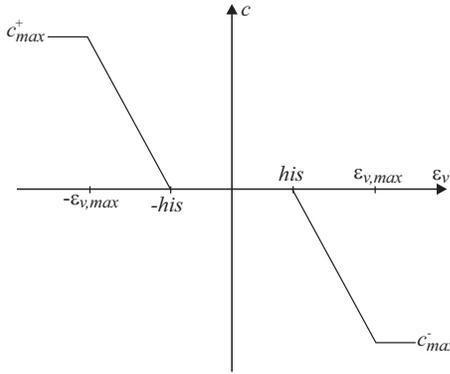


Figura 5. Gráfico da função proposta utilizada para implementar a capacitância virtual.

A função apresentada na Figura 5 é composta de quatro zonas, sendo elas: (a) uma zona morta ($-his < \varepsilon_v < his$); (b) duas funções *droop* $C^+(-\varepsilon_{v,max} < \varepsilon_v < -his)$ e $C^-(his < \varepsilon_v < \varepsilon_{v,max})$ e uma zona de saturação ($|\varepsilon_v| > \varepsilon_{v,max}$). O erro de tensão normalizado (ε_v) é definido como:

$$\varepsilon_v = \frac{(v_g - V_{gn})}{V_{gn}} \times 100\%, \quad (6)$$

em que v_g é o valor *rms* da tensão do PAC e V_{gn} é o valor nominal da tensão do PAC.

As capacitâncias virtuais são implementadas com base na máxima potência reativa disponível no conversor (q_{max}), largura da zona morta (his) e o máximo erro de tensão ε_v .

Baseado no valor de q_{max} , o valor da máxima capacitância (c_{max}) que pode ser implementada é dada por

$$c_{max} = \frac{q_{max}}{3V_{gn}^2\omega_g}. \quad (7)$$

Quando o erro de tensão está no intervalo $-his < \varepsilon_v < his$, uma capacitância virtual igual a zero é implementada pela função proposta. Quando o erro de tensão está no intervalo $-\varepsilon_{v,max} < \varepsilon_v < -his$ ou $his < \varepsilon_v < \varepsilon_{v,max}$, as capacitâncias são implementadas pelas funções *droop* da seguinte forma: se o erro de tensão ε_v está no intervalo delimitado por $-\varepsilon_{v,max} < \varepsilon_v < -his$, a capacitância virtual é determinada pela seguinte função *droop*:

$$c_v^+(\varepsilon_v) = \frac{c_{v,max}}{-\varepsilon_{v,max} + his} \varepsilon_v + \frac{c_{v,max}his}{-\varepsilon_{v,max} + his}, \quad (8)$$

de outra forma, se o erro de tensão ε_v está no intervalo delimitado por $his < \varepsilon_v < \varepsilon_{v,max}$, a capacitância virtual é determinada pela seguinte função *droop*:

$$c_v^-(\varepsilon_v) = -\frac{c_{v,max}}{\varepsilon_{v,max} - his} \varepsilon_v + \frac{c_{v,max}his}{\varepsilon_{v,max} - his}. \quad (9)$$

Quando o erro de tensão extrapola os limites impostos pelas normas ($|\varepsilon_v| > \varepsilon_{v,max}$), o valor da capacitância virtual é limitada em c_{max} .

V. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Os resultados experimentais foram obtidos em uma plataforma de laboratório que consiste em um sistema PV de 8 kWp, conectado a uma rede elétrica trifásica por meio de um conversor VSC e um filtro LCL (Figura 1). Um sistema de prototipagem rápida dSPACE 1103 é utilizado para executar o algoritmo de controle e a impedância virtual, com um período de amostragem de $T_s = 100 \mu s$. As medições de tensão e de corrente do sistema são realizadas por sensores de efeito Hall. Os parâmetros da plataforma experimental são sumarizados na Tabela I.

Os testes realizados com o intuito de validar a técnica proposta consistem nos seguintes experimentos: (a) compensação de sobretensões causadas por condições de rede fraca e, (b) compensação de subtensões causadas por condições de sobrecarga. Os parâmetros utilizados da função proposta, apresentada na Figura 5, são os seguintes: $his = 3,5\%$, $c_{max}^- = -275 \mu F$ and $c_{max}^+ = 400 \mu F$.

Tabela I
PARÂMETROS DO SGD

Parâmetro	Valor
Potência nominal do VSC	10 kVA
Tensão de linha	220 V rms
Frequência da rede elétrica	$2\pi 60$ rad/s
Impedância da rede	$r_s = 0,43 \Omega$, $l_s = 375 \mu H$
Indutância (l_f)	1 mH
Resistência intrínseca (r_f)	0,032 Ω
Indutância (l_g)	500 μH
Resistência intrínseca (r_g)	0,021 Ω
Capacitância (c_f)	15 μF
Resistência de amortecimento r_d	4,7 Ω

A. Compensação de Sobretensões Causadas por Condições de Rede Fraca

A técnica proposta foi avaliada quando o SGD opera em condições de sobretensão causadas por uma rede elétrica fraca, ou seja, com uma alta impedância interna. Neste teste, o circuito BE (Figura 1) é utilizado para modificar a impedância interna da rede elétrica conectando um ramo RL trifásico $z_{wg} = (0,5 + j0,377)\Omega$ em série com o PAC, emulando assim uma condição de rede fraca. Na Figura 6 é apresentado o resultado experimental da potência ativa de saída do SGD (p_g , curva verde) e os erros de tensão utilizando a estratégia de controle convencional, sem a admitância virtual, (ε_v , curva

vermelha) e utilizando a técnica proposta ($\varepsilon_{v(VI)}$, curva azul). Neste experimento, a potência ativa entregue pelo SGD é $p_g = 5,8$ kW. Antes da modificação da impedância da rede, o erro de tensão verificado utilizando a técnica de controle convencional foi $\varepsilon_v = 5,2$ %, enquanto que utilizando a técnica proposta, o erro de tensão foi de aproximadamente $\varepsilon_{v(VI)} = 4,6$ %. No instante $t = 3,75$ s, a impedância z_{wg} é inserida. O erro de tensão utilizando a técnica convencional cresceu para $\varepsilon_v = 10,1$ %, enquanto que o erro de tensão com a inclusão da técnica proposta se estabeleceu $\varepsilon_v = 5,2$ %, o que está dentro do solicitado por norma. Neste teste, é verificado que a técnica proposta é muito útil na compensação de sobretensões.

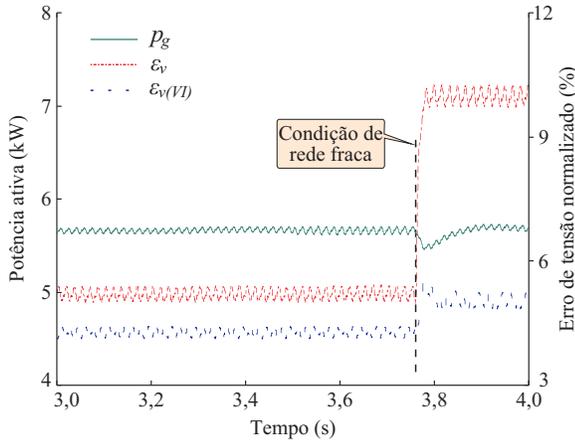


Figura 6. Resultados experimentais da regulação de tensão para o SGD operando em condição de rede fraca.

Na Figura 7 são apresentados os resultados experimentais da potência reativa absorvida pelo SGD (q , curva azul) e a capacitância virtual implementada pela técnica proposta (c^- , curva vermelha), quando o sistema está operando em condições de rede fraca. Antes da modificação da impedância da rede elétrica, a capacitância virtual implementada foi de $c^- = -148,2$ μF , correspondendo a uma potência reativa de $q = -2,9$ kVar. Após a modificação da impedância da rede ($t = 3,75$ s), a capacitância virtual é reduzida para $c^- = -248,1$ μF , o que corresponde a uma potência reativa de $q = -5$ kVar. Dessa forma, em condições de rede fraca, o SGD absorve uma maior quantidade de potência reativa com o intuito de manter a tensão do PAC em valores aceitáveis pela norma.

B. Compensação de Subtensões Causadas por Condições de Sobrecarga

O objetivo deste teste é verificar a operação do SGD com a técnica proposta durante subtensões. Para realizar essa condição de operação, o circuito BE é utilizado para modificar a carga conectada ao PAC realizando a conexão de um ramo trifásico resistivo de $z_{wl} = 5$ Ω em paralelo com uma carga RL de $z_l = (20 + j22,61)\Omega$. Dessa forma, a carga conectada ao PAC demanda uma energia superior à potência nominal do SGD, o que faz com que o restante da energia demandada

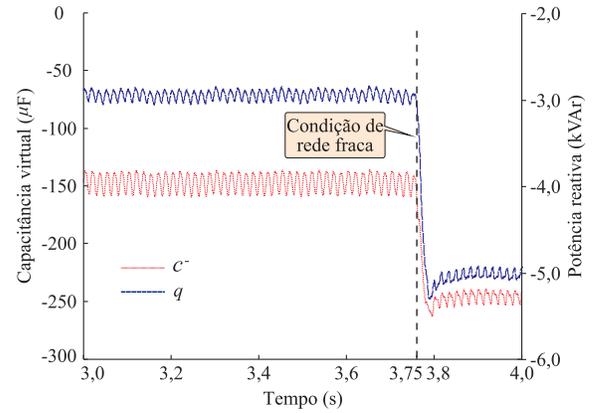


Figura 7. Resultados experimentais da capacitância virtual e da potência reativa absorvida pelo SGD em condição de rede fraca.

pela carga seja fornecida pela rede elétrica, provocando uma subtensão no PAC.

São apresentados nas Figuras 8 e 9 os resultados experimentais do SGD com a utilização técnica proposta sob a condição de operação descrita anteriormente. Na Figura 8 é apresentada a potência ativa entregue pelo SGD (p_g , curva verde), os erros de tensão do PAC utilizando a estratégia de controle convencional (ε_v , curva vermelha) e a técnica proposta ($\varepsilon_{v(VI)}$, curva azul). Neste experimento, inicialmente, toda a potência demandada pela carga é fornecida pelo SGD. Dessa forma, o erro de tensão é de aproximadamente $\varepsilon_v = 2,82$ % e, portanto, está dentro da zona morta. No instante $t = 2,32$ s, o circuito BE é utilizado para modificar a carga trifásica, resultando em uma entrada de carga no PAC que aumenta as correntes i_{g123} de 4 A para aproximadamente 30 A, o que provoca uma subtensão e gera um erro de tensão de $\varepsilon_v = -5,8$ %, que está fora dos limites impostos pela norma. O mesmo experimento foi realizado utilizando a técnica proposta. Neste caso, o erro de tensão torna-se $\varepsilon_{v(VI)} = -4,6$ %, que está dentro dos limites impostos pela norma. Na Figura 9 são ilustrados os gráficos da capacitância virtual (c^+ , curva vermelha) e da potência reativa entregue ao PAC (q , curva azul) para garantir a compensação de tensão desejada. Antes da entrada de carga, a capacitância virtual e a potência reativa eram nulas. Após a entrada de carga, uma capacitância virtual de $c^+ = 298$ μF e uma potência reativa de $q = 4,9$ kVar são produzidas pela técnica proposta. A partir da análise dos resultados, percebe-se que a técnica proposta possui um bom desempenho na compensação de sobre e subtensões.

VI. CONCLUSÃO

Neste artigo é proposta uma técnica de controle aplicada a SGD baseados em sistemas LCL-VSC, para controle do fluxo de potência e regulação da tensão do PAC. A referida técnica é utilizada para sintetizar a capacitância virtual necessária para garantir que a tensão do PAC esteja dentro dos limites impostos pela norma. Além disso, a técnica leva em consideração a potência reativa disponível do conversor. A técnica proposta emprega uma função composta de uma zona morta e duas

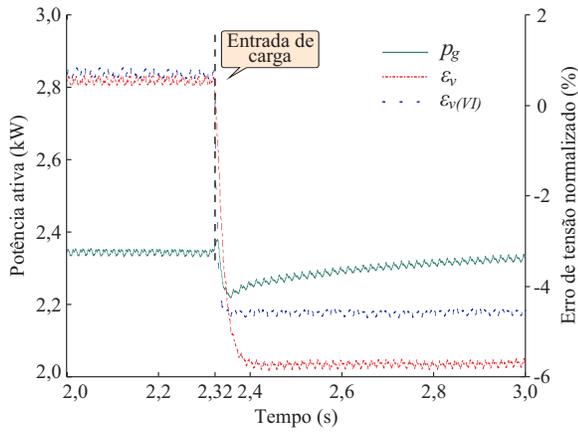


Figura 8. Resultados experimentais da regulação de tensão para o SGD operando em situações de entrada de carga.

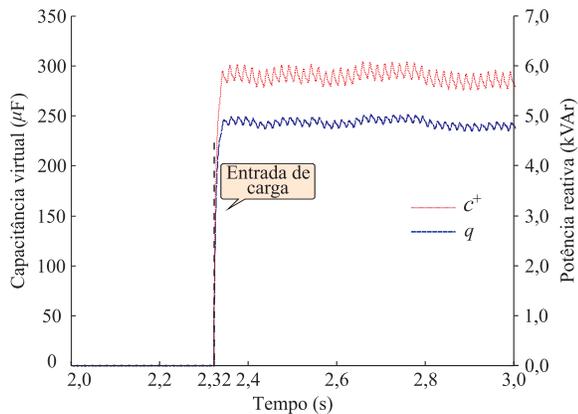


Figura 9. Resultados experimentais da capacitância virtual e da potência reativa entregue pelo SGD na entrada de carga.

funções *droop*. Resultados experimentais foram obtidos para demonstrar o desempenho da técnica proposta na compensação de tensão quando a rede elétrica está operando em condições de sobretensão e subtensão.

VII. AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e ao Laboratório de Eletrônica Industrial e Energias Renováveis (LEIER/UFRN).

REFERÊNCIAS

[1] S. Eftekharijrad, V. Vittal, G. T. Heidt, B. Keel, and L. Loehr, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 28, <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2216294>, no. 2, pp. 893–901, May. 2013.

[2] P. C. Loh and D. G. Holme, "Analysis of multiloop control strategies for lc/cl/lc-filtered voltage-source and current-source inverters," *IEEE Trans. on Ind. Appl.*, vol. 41, <http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2005.844860>, no. 2, pp. 644–654, Mar./Apr. 2005.

[3] K. D. Brabandere, B. Bolsens, J. Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A voltage and frequency droop control method for parallel inverters," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 22, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2007.900456>, no. 4, pp. 1107–1115, Jul. 2007.

[4] H. H. Zeineldin, "A q-f droop curve for facilitating islanding detection of inverter-based distributed generation," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 24, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2008.2008649>, no. 3, pp. 665–673, Mar. 2009.

[5] J. M. Guerrero, J. Matas, L. G. D. V. D. Vicuna, M. Castilla, and J. Miret, "Wireless-control strategy for parallel operation of distributed-generation inverters," *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 53, <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2006.882015>, no. 5, pp. 1461–1470, Oct. 2006.

[6] A. H. Etemadi, E. J. Davison, and R. Iravani, "A generalized decentralized robust control of islanded microgrids," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 29, <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2312615>, no. 6, pp. 3102–3113, Nov. 2014.

[7] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Canizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saadifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jimenez-Estevéz, and N. D. Hatziargyriou, "Trends in microgrid control," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 5, <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>, no. 4, pp. 1905–1919, Nov. 2014.

[8] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, "Control of power converters in ac microgrids," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 27, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2012.2199334>, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012.

[9] J. He and Y. W. Li, "Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation," *IEEE Trans. on Ind. Appl.*, vol. 47, <http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2011.2168592>, no. 6, pp. 2525–2538, Mar./Apr. 2011.

[10] Y. W. Li and C.-N. Kaoi, "An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 24, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2009.2022828>, no. 12, pp. 2977–2988, Dec. 2009.

[11] J. Matas, M. Castilla, L. G. de Vicuna, J. Miret, and J. C. Vasquez, "Virtual impedance loop for droop-controlled single-phase parallel inverters using a second-order general-integrator scheme," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 25, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2010.2082003>, no. 12, pp. 2993–3002, Nov. 2010.

[12] Y. Tao, Q. Liu, Y. Deng, X. Liu, and X. He, "Analysis and mitigation of inverter output impedance impacts for distributed energy resource interface," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 30, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2014.2339849>, no. 7, pp. 3563–3576, Jul. 2015.

[13] H. Mahmood, D. Michaelson, and J. Jiang, "Accurate reactive power sharing in an islanded microgrid using adaptive virtual impedances," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 30, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2014.2314721>, no. 3, pp. 1605–1617, Nov. 2015.

[14] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg, and P. C. Loh, "Virtual-impedance-based control for voltage-source and current-source converters," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 30, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2014.2382565>, no. 12, pp. 1605–1617, Dec. 2015.

[15] J. He and Y. W. Li, "Generalized closed-loop control schemes with embedded virtual impedances for voltage source converters with lc or lcl filters," *IEEE Trans. on Power Electron.*, vol. 27, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2011.2168427>, no. 4, pp. 1850–1861, Apr. 2012.

[16] S. Jayalath and M. Hanif, "Generalized lcl-filter design algorithm for grid-connected voltage-source inverter," *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 64, <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2016.2619660>, no. 3, pp. 1905–1815, Mar. 2017.