

Aspectos Técnicos para Interconexão de Unidades de Geração Distribuída Baseados no Conceito de Máquina Síncrona Virtual

José R. D. Neto*, Ricardo L. de A. Ribeiro*, Thiago de O. A. Rocha[†], Mário L. da S. Martins[‡] e Gabriel P. de Oliveira*

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

[†]Departamento de Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

[‡]Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)

Email: joseraimundo_n@hotmail.com, rlucio@ct.ufrn.br, thiago.rocha@ct.ufrn.br, mariolsm@gmail.com, gabrperreira20@gmail.com

Resumo—A crescente inserção da Geração Distribuída (GD) a partir de recursos renováveis é extremamente importante para a matriz energética mundial. No entanto, esse novo modelo do sistema de potência baseado em microrredes requer métodos de controle mais eficientes e confiáveis. Neste contexto, o conceito de Gerador Síncrono Virtual (GSV) tem ganhado bastante interesse, devido a sua capacidade de realizar o controle do fluxo de potência da microrrede de forma adequada, emulando o comportamento dinâmico de uma máquina síncrona convencional. A maioria dos trabalhos propostos, não discutem os métodos utilizados para a interconexão adequada do GSV com a rede elétrica. Dessa forma nesse trabalho é apresentado um método de partida para o GSV, com base no ângulo do vetor tensão estimado por um SRF-PLL (do inglês, Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop). O método proposto é validado por meio de resultados de simulação.

Palavras-Chave – Geração Distribuída, Gerador Síncrono Virtual, Controle do Fluxo de Potência, Partida do GSV.

I. INTRODUÇÃO

O aumento da inserção das fontes de geração a partir de recursos renováveis é altamente relevante para a matriz energética mundial, por conta da redução dos impactos ambientais, decorrentes da dependência dos combustíveis fósseis. Porém, a conexão dos sistemas de geração distribuída (GD) com a rede elétrica requer estratégias de controle adequadas que assegurem a adequada injeção de potência na rede elétrica, preservando a qualidade de energia e a sua estabilidade.

As fontes de energia renováveis (FER) se interconectam ao sistema elétrico via conversores de potência que podem operar com fontes de corrente ou de tensão controladas. Diferentemente da geração convencional, estes sistemas injetam potência de forma quase instantânea e não possuem inércia, podendo causar oscilações indesejadas de tensão e de frequência no ponto de acoplamento comum (PAC). Nos últimos anos, diversos métodos para controle de fluxo de potência provenientes de FER têm sido propostos. Dentre eles, o conceito de gerador síncrono virtual (GSV) tem despertado bastante interesse, por ser capaz de reproduzir

o comportamento dinâmico similar ao do gerador síncrono (GS) convencional [1]. Segundo este conceito, a potência proveniente do FER pode ser injetada no PAC, regulando-se a sua tensão e frequência. Além disso, é possível emular a inércia (inércia virtual), o que contribui para a estabilidade do sistema de potência. De uma forma geral, a estratégia de controle aplicada ao GSV regula as potências ativa e reativa utilizando técnicas de controle por decaimento P-F e Q-V. A emulação da inércia virtual é provida pela inserção de um retardo controlado nas malhas das potências ativa e reativa [2]. Com base no princípio de operação descrito anteriormente, diferentes formas de implementação das técnicas de controle aplicadas a GSV têm sido apresentadas na literatura [3]-[8]. Em [3], é utilizado um conversor LCL-VSC tipo fonte de corrente e uma máquina síncrona virtual é implementada e a mesma monitora as variações de amplitude de tensão e de frequência da rede para gerar as correntes de referência do conversor, já o efeito de inércia virtual é implementado por meio filtros com altas constantes de tempo. A desvantagem dessa topologia refere-se a incapacidade de dar suporte de tensão/frequência à rede elétrica. Em [4], a estratégia de controle aplicada na implementação do GSV imita o gerador síncrono convencional. Nessa abordagem, o algoritmo usa parâmetros similares ao gerador síncrono tradicional e atua como fonte de tensão controlada, promovendo suporte de tensão ao sistema de potência. A desvantagem dessa metodologia é a dependência de um esquema de sincronização para a conexão suave com a rede [5]. A introdução de um esquema de auto-sincronização no GSV contorna esta desvantagem como proposto em [6], porém com adição de um novo controlador e uma corrente virtual à estrutura inicial. O controle de fluxo de potência empregado em sistemas GSV geralmente usa metodologias de controle por decaimento, comumente denominadas de P-f e Q-V. Segundo esta metodologia, funções de decaimento são empregadas para definição das referências de tensão e frequência para regulação do seu fluxo de potência [7],[8]. A emulação do efeito da inércia é obtida por meio de filtros passa-baixa inseridos nas malhas de controle de potência ativa

e reativa [8]. A grande maioria dos artigos descrevem os métodos de implementação do GSV sem tratar ou descrever os métodos utilizados para sua interconexão segura com o PAC. Em [9] é apresentado um método de partida para o GSV, conectando inicialmente a rede de forma direta ao conversor, a fim de realizar um pré-carregamento no capacitor do barramento CC. O método utiliza um resistor em série para limitar a corrente de carga do capacitor e em seguida emprega um controlador PI para regular o ângulo do vetor tensão do GSV, a partir do erro de tensão do barramento CC.

Nesse sentido, nesse artigo é proposto um método alternativo para a partida do GSV utilizando inicialmente o ângulo do vetor tensão da rede, estimado via um SRF-PLL. Com base na informação do referido ângulo de potência, um controlador de potência determina o ângulo do vetor tensão requerido para o balanço de energia do sistema, em substituição ao inicialmente estimado pelo SRF-PLL. O método proposto é validado por meio de resultados de simulação.

II. DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO SISTEMA

Na Fig. 1 é apresentado o circuito elétrico e o diagrama de blocos do sistema de controle. Nesse diagrama, o GSV é implementado por um inversor de tensão trifásico, interconectado ao PAC via um filtro LC (LC-VSC). Uma fonte controlada de tensão CC, interconectada ao barramento do LC-VSC é utilizada para emular uma FER. O filtro LC de interconexão é composto pelo indutor L_i (sendo r_i a resistência intrínseca do indutor) e pelo capacitor C_f . Um resistor r_d é conectado em série ao capacitor C_f para promover o amortecimento de possíveis oscilações. A rede elétrica é modelada por uma fonte senoidal trifásica interligada em série com sua impedância interna ($R_s + j\omega L_s$). Na Tabela 1 são mostrados os parâmetros adotados para o sistema deste trabalho.

Tabela I
PARÂMETROS DO SISTEMA

Parâmetros	Valor
Tensão do Barramento CC (V_{DC})	550 V
Tensão da Rede (rms) (V_g)	127 V
Frequência da Rede (f_g)	60 Hz
Potência Nominal	5 kVA
Frequência de Chaveamento (f_s)	10 kHz
Indutor do Filtro (L_i)	3,5 mH
Resistência Intrínseca (r_i)	0,12 Ω
Capacitor do Filtro (C_f)	5 μ F
Resistor de Amortecimento (r_d)	2,5 Ω
Indutor da Rede (L_s)	6,9 mH
Resistência da Rede (R_s)	0,65 Ω

A. Modelagem do Fluxo de Potência

O conversor empregado no GSV é implementado como fonte de tensão controlada. A potência proveniente da geração distribuída é injetada no PAC por meio da regulação da

amplitude do vetor tensão e do seu ângulo de carga. Na Fig. 2 é ilustrado o circuito equivalente do conversor conectado à rede elétrica.

De acordo com [10], as potências ativa e reativa entregues pelo conversor de potência, conectado como fonte de tensão controlada, à rede elétrica são dadas por:

$$P_o = \frac{V_o}{R_s^2 + X_s^2} [R_s (V_o - V_g \cos \delta) + X_s V_g \sin \delta], \quad (1)$$

$$Q_o = \frac{V_o}{R_s^2 + X_s^2} [-R_s V_g \sin \delta + X_s (V_o - V_g \cos \delta)], \quad (2)$$

em que R_s e X_s compõem a impedância da rede; V_o e V_g são as tensões de saída do conversor e da rede; e, δ é o ângulo de carga do GSV.

Em redes predominantemente indutivas (X/R elevada), a parte resistiva da impedância da linha pode ser desconsiderada. Além disso, admitindo-se que δ é pequeno, é possível realizar as seguintes aproximações: $\sin(\delta) \approx \delta$ e $\cos(\delta) \approx 1$. Portanto, as expressões de potência ativa e reativa podem ser reescritas como:

$$P_o \approx \frac{V_o}{X_s} (V_g \sin \delta) \Rightarrow \delta \approx \frac{X_s P_o}{V_o V_g}, \quad (3)$$

$$Q_o \approx \frac{V_o}{X_s} (V_o - V_g \cos \delta) \Rightarrow V_o - V_g \approx \frac{X_s Q_o}{V_o}. \quad (4)$$

A partir das equações (3) e (4) é possível desenvolver modelos, baseados na metodologia apresentada em [5], que descrevem as funções de transferência linearizadas das potências ativa e reativa no ponto de operação. Segundo esta metodologia, a função de transferência da potência ativa é portanto:

$$G_P(s) = \frac{\Delta P_o(s)}{\Delta \delta(s)} = \frac{a_0 s^2 + a_1 s + a_2}{(s L_s + R_s)^2 + (\omega_g L_s)^2} \quad (5)$$

em que

$$a_0 = \frac{\frac{3}{2} V_o}{R_s^2 + (\omega_g L_s)^2} (R_s L_s^2 V_g \sin(\delta_n) + \omega_g L_s^3 (V_g \cos(\delta_n) - V_o)), \quad (6)$$

$$a_1 = \frac{\frac{3}{2} V_o}{R_s^2 + (\omega_g L_s)^2} (2 R_s^2 L_s V_g \sin(\delta_n) + 2 R_s \omega_g L_s^2 (V_g \cos(\delta_n) - V_o)), \quad (7)$$

$$a_2 = \frac{3}{2} V_o V_g (R_s \sin(\delta_n) + \omega_g L_s \cos(\delta_n)). \quad (8)$$

A função de transferência expressa na Eq. (5) possui polos dependentes da impedância de linha L_s e R_s , além da frequência angular da rede ω_g . Já os zeros, dependem não só da impedância de linha, como também de V_g , V_o e do ângulo de carga δ_n , ou seja, do ponto de operação do sistema [8]. Segundo a mesma metodologia, a função de transferência da potência reativa é

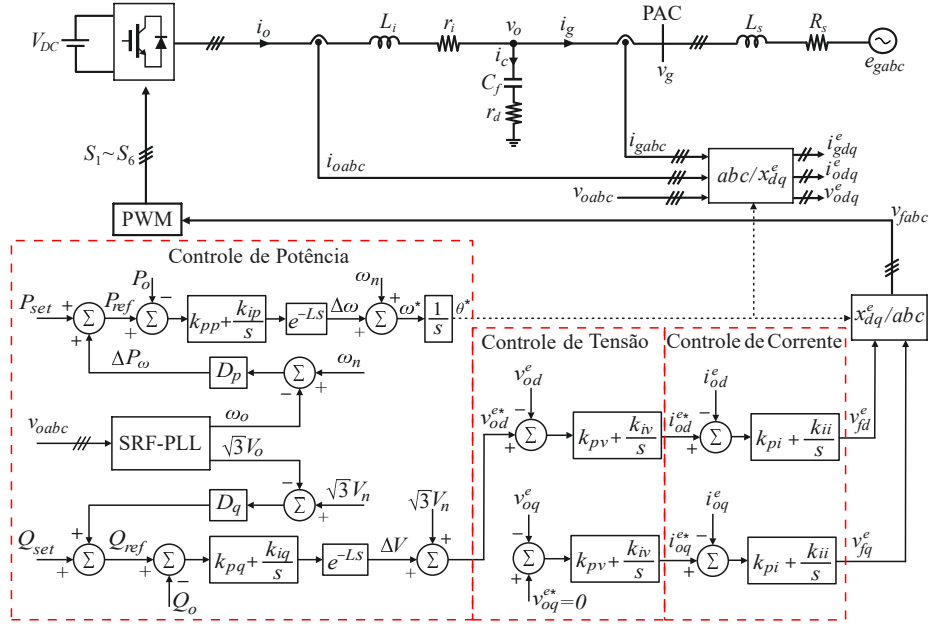


Figura 1. Diagrama de blocos do GSV proposto integrado com a estratégia de controle.

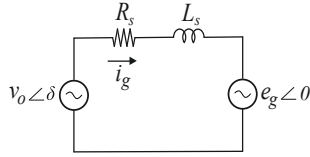


Figura 2. Circuito equivalente do conversor conectado à rede elétrica.

$$G_I(s) = \frac{I_{odq}^e(s)}{V_{fdq}^e(s)} = \frac{1}{s + \frac{r_i}{L_i}}, \quad (13)$$

onde $V_{fdq}^e(s) = V_{fdq}^e(s) - V_{gdq}^e(s)$, I_{odq}^e é a corrente de saída do conversor, o sobrescrito e indica o referencial síncrono, a parcela $V_{gdq}^e(s)$ é uma perturbação introduzida pela rede elétrica que deve ser compensada pelo regulador de corrente.

Já o modelo de tensão do filtro LC pode ser dado por:

$$G_V(s) = \frac{V_{odq}^e(s)}{I_{cdq}^e(s)} = \frac{r_d(s + \frac{1}{r_d C_f})}{s}, \quad (14)$$

onde $I_{cdq}^e(s) = I_{odq}^e(s) - I_{gdq}^e(s)$, o sobrescrito e indica o referencial síncrono, e $I_{gdq}^e(s)$ é uma perturbação introduzida pela a corrente do PAC a ser compensada pelo regulador de tensão.

III. SISTEMA DE CONTROLE

O esquema de controle, apresentado na Fig. 1, é composto por três malhas em cascata, em que a mais interna controla as correntes de saída do GD, a central regula a tensão de saída do GSV e a mais externa controla as potências ativa e reativa fornecidas pelo GD. Controladores do tipo proporcional-integral (PI) implementam as referidas malhas de controle e são implementados no referencial síncrono, segundo o ângulo do vetor tensão do GSV. O controle de potência ativa é responsável pela geração do ângulo de carga θ^* , que assegura o balanço de energia e serve de referencial para as transformações abc/dq. O controle de potência reativa é responsável por gerar a amplitude do vetor tensão V_{odq}^{e*} . A obtenção da amplitude e a frequência do PAC é viabilizada por intermédio de um SRF-PLL. Funções de decaimento determinam os valores de referência da potência ativa P_{ref}

$$G_Q(s) = \frac{\Delta Q_o(s)}{\Delta V_o(s)} = \frac{b_0 s^2 + b_1 s + b_2}{(sL_s + R_s)^2 + (\omega_g L_s)^2} \quad (9)$$

em que

$$b_0 = \frac{\frac{3}{2}}{R_s^2 + (\omega_g L_s)^2} (-R_s L_s^2 V_g \sin(\delta_n) + \omega_g L_s^3 (V_o - V_g \cos(\delta_n))), \quad (10)$$

$$b_1 = \frac{\frac{3}{2}}{R_s^2 + (\omega_g L_s)^2} (-2R_s^2 L_s V_g \sin(\delta_n) + 2R_s \omega_g L_s^2 (V_o - V_g \cos(\delta_n))), \quad (11)$$

$$b_2 = \frac{3}{2} (2\omega_g L_s V_o - V_g (R_s \sin(\delta_n) + \omega_g L_s \cos(\delta_n))). \quad (12)$$

assim como $G_P(s)$, os polos e zeros de $G_Q(s)$ são determinados pelos mesmos parâmetros.

B. Modelagem do Conversor conectado à rede elétrica

A modelagem do conversor LC-VSC que implementa o GSV corresponde a função de transferência corrente/tensão do filtro LC. O modelo de corrente do filtro LC pode ser dado como:

a partir da variação de frequência, bem como, da potência reativa de referência Q_{ref} a partir da variação da amplitude da tensão. A inércia do GSV é implementada por meio da inserção de um atraso de transporte representado pelo bloco e^{-Ls} na saída dos controladores de potência.

A. Controle de Corrente do GSV

A função de transferência de malha fechada de corrente do GSV é obtida a partir da Eq. (13) por meio de um controlador PI, que pode ser dada por:

$$G_{IMF}(s) = \frac{k_{pi}/L_i(s + k_{ii}/k_{pi})}{s^2 + \left(\frac{r_i + k_{pi}}{L_i}\right)s + \frac{k_{ii}}{L_i}}, \quad (15)$$

em que k_{pi} e k_{ii} são os ganhos do controlador PI. O método de projeto adotado para esse controlador foi o Método de Posicionamento de Polos. Os critérios de desempenho empregados neste trabalho são: um coeficiente de amortecimento ótimo $\xi = 0,707$, que garante um sobre-sinal de 5%, e frequência natural $\omega_n = 100rad/s$. A adoção dos referidos critérios resultam nos seguintes ganhos $k_{pi} = 0,36$ e $k_{ii} = 34$.

B. Controle de Tensão de Saída do GSV

Na malha de tensão de saída do GSV também são utilizados controladores PIs. Com base na Eq. (14), obtém-se a seguinte função de transferência de malha fechada:

$$G_{VMF}(s) = \frac{k_{pv}r_d s^2 + (r_d k_{iv} + k_{pv}/C_f)s + k_{iv}/C_f}{(k_{pv}r_d + 1)s^2 + (r_d k_{iv} + \frac{k_{pv}}{C_f})s + \frac{k_{iv}}{C_f}}, \quad (16)$$

em que k_{pv} e k_{iv} são os ganhos do controlador PI. No controle de tensão foi utilizado o mesmo método de projeto do caso anterior, utilizando-se como critério de desempenho: coeficiente de amortecimento ótimo $\xi = 0,707$ e frequência natural $\omega_n = 20rad/s$, para garantir o funcionamento adequado do controle em cascata, resultando nos ganhos $k_{pv} = 1$ e $k_{iv} = 5,3$ do controlador.

C. Controle do Fluxo de Potência

A implementação do fluxo de potência emprega a associação de reguladores PI, associados a funções de decaimento e atraso de transporte conforme diagrama de blocos da Fig. 1. As funções de decaimento P-f e Q-V são obtidas a partir das Eqs. (3) e (4) e podem ser dadas por:

$$\Delta P_\omega = D_p(\omega_n - \omega_o), \quad (17)$$

$$\Delta Q_v = D_q(V_n - V_o), \quad (18)$$

em que ω_n e V_n são a frequência e a tensão nominais no PAC e D_p e D_q são os coeficientes de decaimento P-f e Q-V, respectivamente. O cálculo dos referidos coeficientes de decaimento foi obtido de acordo com o Código de Rede, que delimita as máximas variações de frequência [11] e tensão [12] permitidas em redes elétricas de potência. Baseado nessas recomendações, uma variação de 100% na potência ativa deve corresponder a um desvio de 2% na frequência da rede, e uma

variação de 100% na potência reativa deve ser equivalente a um desvio de 10% na tensão da rede. Para o sistema empregado (ver Tabela I), os coeficientes de decaimento são portanto:

$$D_p = \frac{\Delta P_{max}}{\Delta \omega_{max}} = \frac{5000}{(2\pi \cdot 60) \times 0.02} = 663,15(Ws/rad), \quad (19)$$

$$D_q = \frac{\Delta Q_{max}}{\Delta V_{max}} = \frac{5000}{127\sqrt{2} \times 0.1} = 278,39(A). \quad (20)$$

O atraso de transporte é responsável por emular a inércia do GSV, implementado pelo bloco e^{-Ls} (ver Fig. 1). A inércia virtual provoca um atraso controlado na injeção de potência no PAC proveniente do GD. O coeficiente de atraso L foi calculado de acordo com a resposta transitória de um gerador síncrono convencional com potência nominal de 5 kVA. Com base nesse critério, o atraso adotado foi de $\tau = 40ms$, o que corresponde a um coeficiente $L = 0,04$.

De acordo com o diagrama de blocos da Fig. 1 e considerando as malhas desacopladas, as funções de transferência de malha aberta para as potências ativa e reativa, considerando o controle por decaimento, o atraso de transporte, os controladores PI e as funções de transferência das plantas, são dadas por

$$H_p(s) = \frac{1}{D_p} \frac{G_{VMF}(s)G_P(s)e^{-Ls}}{(sk_{pp} + k_{ip})D_p + e^{-Ls}} \frac{1}{s}, \quad (21)$$

$$H_q(s) = \frac{1}{D_q} \frac{G_{VMF}(s)G_Q(s)e^{-Ls}}{(sk_{pq} + k_{iq})D_q + e^{-Ls}}, \quad (22)$$

onde k_{pp} e k_{ip} são os ganhos do PI de potência ativa e k_{pq} e k_{iq} são os ganhos do PI de potência reativa. Os projetos desses controladores foram desenvolvidos baseados no Método de Resposta em Frequência.

Para o controle do fluxo de potência ativa, a margem de fase pode ser computada a partir da seguinte expressão:

$$PM = 180^\circ + \angle H_p(j\omega_{pg}) \geq PM_p. \quad (23)$$

onde ω_{pg} é a frequência de cruzamento de ganho. Para obtenção do desempenho requerido utilizou-se uma margem de fase $PM_p = 60^\circ$. Utilizando-se a Eq. (23), determinou-se uma frequência $\omega_{pg} = 50rad/s$, e com esse valor obteve-se os seguintes ganhos para o controlador de potência: $k_{pp} = 1,99 \times 10^{-4}$ e $k_{ip} = 5,18 \times 10^{-4}$.

Para o controle do fluxo de potência reativa, a margem de fase pode ser dada por:

$$PM = 180^\circ + \angle H_q(j\omega_{qg}) \geq PM_q. \quad (24)$$

onde ω_{qg} é a frequência de cruzamento de ganho. O desempenho requerido foi obtido utilizando-se margem de fase $PM_q = 60^\circ$. Utilizando-se a Eq. (24) determinou-se uma frequência de cruzamento $\omega_{qg} = 15rad/s$, resultando nos ganhos $k_{pq} = 1,215 \times 10^{-3}$ e $k_{iq} = 6.771 \times 10^{-3}$.

D. Partida do GSV

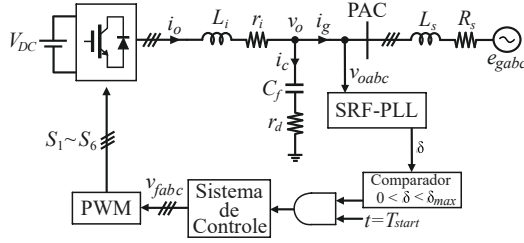


Figura 3. Esquema de partida do GSV proposto.

Na Fig. 3 é apresentado o método implementado para a partida suave do GSV, que é constituído por duas etapas. No primeiro estágio é inicializado o SRF-PLL antes da máquina síncrona virtual, com o objetivo de garantir que o SRF-PLL estabilize e esteja em regime permanente no momento da partida do GSV. Para isso, o tempo é medido e, somente, a partir de um tempo T_{start} pré-estabelecido que o GSV está apto a partir. O segundo estágio é a utilização do ângulo δ do vetor tensão do GSV, medido por meio do SRF-PLL, de forma que a partida da máquina só inicie quando o ângulo medido esteja no intervalo $[0, \delta_{max}]$ pré-estabelecido. O ângulo δ_{max} deve ser próximo de 0, tendo em vista que o ângulo da rede é próximo desse valor. Esse procedimento minimiza a diferença angular entre os vetores tensão do GSV e PAC, reduzindo o transitório de interconexão.

No caso implementado neste trabalho, foi utilizado um tempo T_{start} de 1 s, tendo em vista que o SRF-PLL foi projetado com um tempo de estabilização de 0,06 s, esse tempo de partida garante que o SRF-PLL se estabilize. O valor do ângulo δ_{max} foi escolhido baseado no período de amostragem aplicado no sistema, que é de $100\mu s$. Esse tempo corresponde a um ângulo de $2,16^\circ$ para a frequência de 60 Hz, ou seja, os valores de ângulos medidos pelo SRF-PLL variam $2,16^\circ$ de uma amostra para outra. Dessa forma, uma faixa para o ângulo de partida foi adotada entre 0 e 0,05 rad, aproximadamente $2,86^\circ$.

IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O método proposto de gerador síncrono virtual apresentado na Fig. 1 foi testado em simulação utilizando o *software* PSIM. A simulação foi implementada em tempo discreto, utilizando o método de amostragem com Retentor de Ordem Zero (ZOH) implementado com um tempo de amostragem de $100\mu s$. Foram simulados os casos com e sem o método de partida proposto para o GSV, para avaliar o seu desempenho e eficiência.

Nas Figs. 4(a)-(b) são apresentados os gráficos de potência ativa durante a partida do GSV, para o caso sem a estratégia desenvolvida e, em seguida, com a aplicação do método proposto, respectivamente. Em ambos os cenários o GD fornece uma potência ativa de 3 kW e o sistema de controle atua para que a saída siga a referência. Quando o GSV parte de forma convencional, a potência de saída oscila abruptamente e leva cerca de 6 s para entrar em regime permanente. Quando o

método proposto é utilizado, o GSV aguarda 1 s para o SRF-PLL entrar em regime permanente, em seguida o GSV parte de forma suave, e estabiliza em, aproximadamente, 4 s.

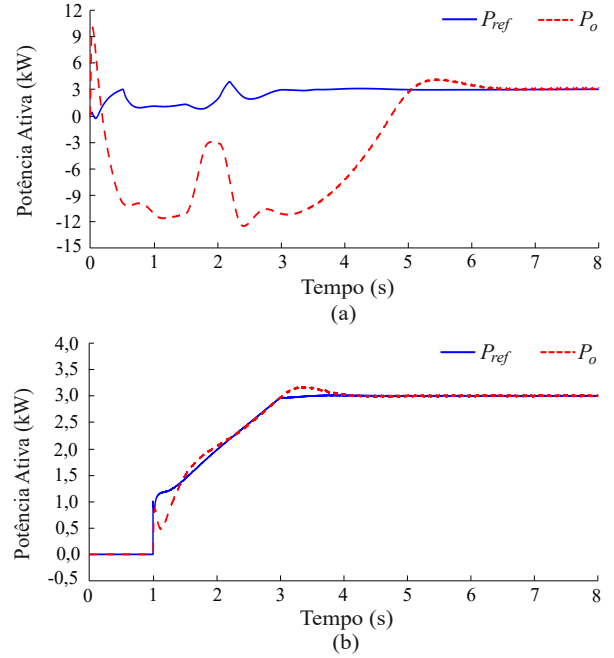


Figura 4. Partida do GSV (a) Sem a estratégia desenvolvida (b) Com a estratégia desenvolvida.

Na Fig. 5(a)-(b) são exibidos os gráficos de potência ativa e reativa no decorrer da partida e da aplicação de uma variação de referência do tipo degrau. Inicialmente, o GSV fornece a potência ativa $P_o = 3kW$ e não fornece reativos. Em $t = 12s$, o sistema de controle adiciona uma variação de potência ativa de $\Delta P = 2kW$, e a saída do GSV converge para a referência com um sobressinal pequeno. Em $t = 16s$, uma variação de potência reativa de $\Delta Q = 2kVar$ é adicionada, e o sistema de controle também atua levando a saída para a referência, dessa vez sem apresentar sobressinal. A partir da Fig. 5, é possível analisar o acoplamento presente entre as potências ativa e reativa, de forma que a variação em uma delas, gera uma perturbação na outra. Esse acoplamento é devido ao perfil da rede elétrica, o qual mesmo sendo predominantemente indutivo, ainda existe uma parcela de acoplamento.

Na Fig. 6(a)-(b) são ilustrados os gráficos de tensão e corrente de saída do GSV em regime permanente. A Distorção Harmônica Total (THD, *Total Harmonic Distortion*) obtida para as correntes tem valor médio de $THD_i = 1,04\%$, já para as tensões foi obtido um valor médio de $THD_v = 3,62\%$. Esses valores estão em conformidade com o limite imposto pela IEEE Std.1547 [12].

V. CONCLUSÃO

No artigo proposto foi apresentado a implementação do conceito de Máquina Síncrona Virtual em um sistema de geração distribuída trifásico conectado à rede elétrica. O modelo do GSV e os métodos de regulação do fluxo de potência,

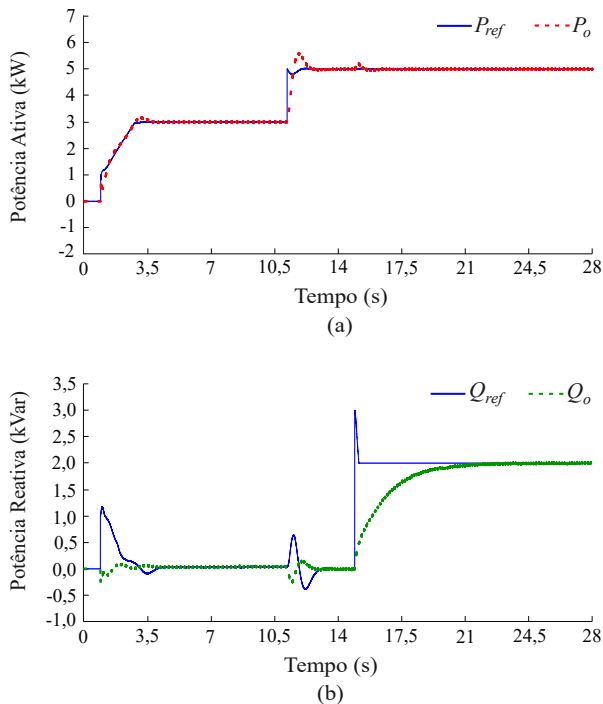


Figura 5. Potência de saída do GD (a) Potência Ativa (b) Potência Reativa.

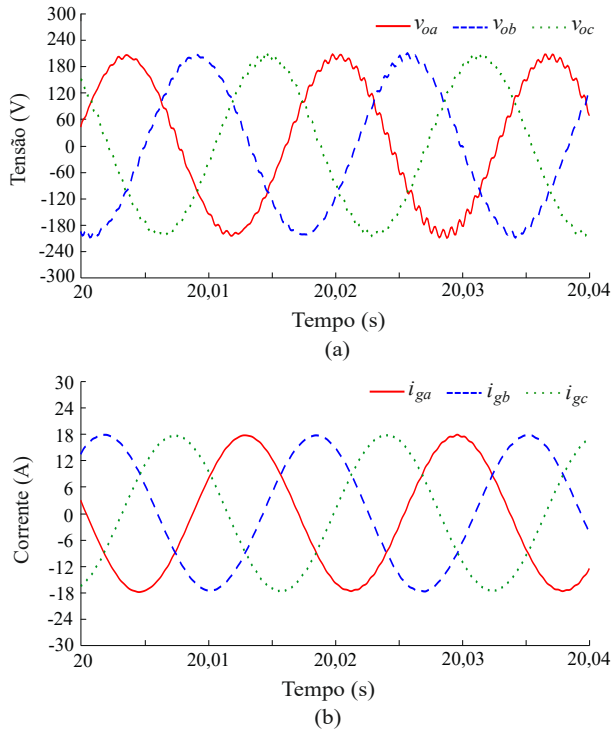


Figura 6. Resultados de simulação em regime permanente (a) Tensão no Capacitor (b) Corrente da rede.

tensão e corrente de saída fornecidos pelo GD foram descritos, além da inércia virtual por meio de um atraso de transporte. Diferentemente dos trabalhos propostos anteriormente, o método de interconexão do GD com a rede elétrica é tratado, apresentando uma solução para partida do GSV. A partir da implementação dessa técnica, foi demonstrada a suavização das oscilações durante o processo de partida, além da redução do tempo de convergência (Fig. 4). Resultados de simulação demonstraram a efetividade do método proposto.

AGRADECIMENTOS

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Geração Distribuída (INCT-GD) e aos órgãos financiadores (CNPq processo n° 465640/2014-1, CAPES processo n° 23038.000776/2017-54 e FAPERGS n° 17/2551-0000517-1) e ao Laboratório de Eletrônica Industrial e Energias Renováveis (LEIER/UFRN).

REFERÊNCIAS

- [1] Q. Zhong, "Virtual synchronous machines: A unified interface for grid integration," IEEE Power Electronics Magazine, vol. 3, no. 4, pp. 18-27, Dec 2016.
- [2] N. Soni, S. Doolla and M.C. Chandorkar, "Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 3, pp. 1830-1838, July 2013.
- [3] H.P. Beck and R. Hesse, "Virtual synchronous machine," in Proc. 9th Int. Conf. Elect. Power Qual. Util. (EPQU), 2007, pp. 1-6.
- [4] Q. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1259-1267, April 2011.
- [5] L. Zhang, L. Harnefors and H.P. Nee, "Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 2, pp. 809-820, May 2010.
- [6] Q. Zhong, P.L. Nguyen, Z. Ma and W. Sheng, "Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, no. 2, pp. 617-630, Feb 2014.
- [7] S. D'Arco and J.A. Suul, "Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 1, pp. 394-395, Jan 2014.
- [8] H.W. et al., "Small-signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 63, no. 7, pp. 4292-4303, July 2016.
- [9] S. Sang, C. Zhang, X. Cai, M. Molinas, J. Zhang and F. Rao, "Control of a Type-IV Wind Turbine With the Capability of Robust Grid-Synchronization and Inertial Response for Weak Grid Stable Operation," IEEE Access, vol. 7, pp. 58569-58569, May 2019.
- [10] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg and P. Rodríguez, "Control of power converters in ac microgrids," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, Nov 2012.
- [11] "Requirements for the Connection of Micro Generators in Parallel With Public Low-Voltage Distribution Networks," EN 50438, 2008.
- [12] "IEEE Standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," IEEE Std 1547-2003, pp. 1-28, July 28 2003.