

Metodologia e Projeto de Controle de Potências para Geração Eólica com o PMSG e Filtragem de Corrente Harmônica

Leonardo Pires de Sousa Silva , Adson B. Moreira, Lucas Taylan Ponte Medeiros, Vanessa S. C. Teixeira

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação,
Universidade Federal do Ceará, Campus Sobral (e-mail:
leonardo85pires@gmail.com, adsonbmoreira@gmail.com,
lucastaylanp@gmail.com, vanessasct@gmail.com)

Abstract: In this work was evaluated the behavior of a wind power generation system connected to the electric grid using the permanent magnet synchronous generator (PMSG). The active and reactive powers are controlled by the machine side converter (MSC) in dq coordinates by the rotor magnetic flux orientation, and in the grid side converter (GSC) they are controlled in $\alpha\beta$ coordinates through electric grid voltage. The active power filter (APF) is added to the GSC through an algorithm that allows to compensate the harmonic components present in the electric grid currents. The results were obtained using the computer simulation software Matlab / Simulink. Two case studies are analyzed to investigate the effectiveness of the control techniques employed, in which in case 1 the wind system operates only in the control of powers, and in case 2 the APF function is added to the GSC. The total demand distortion (TDD) of the grid current of 10.84 % (case 1) were decreased to 1.37 % (case 2) when the electric generator operates at its nominal conditions. Thus, the techniques used in the PMSG / APF set proved to be effective for generating wind power and improvement of power quality.

Resumo: Neste trabalho foi avaliado o comportamento de um sistema de geração de energia eólica conectado à rede elétrica utilizando o gerador síncrono de ímã permanente (PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*). As potências ativa e reativa são controladas pelo conversor do lado do gerador (CLG) em coordenadas dq pela orientação do fluxo magnético do rotor, e no conversor do lado da rede (CLR) são controladas em coordenadas $\alpha\beta$ através da tensão da rede elétrica. Um filtro ativo de potência (FAP) é adicionado ao CLR através de um algoritmo que permite compensar as componentes harmônicas presentes nas correntes da rede elétrica. Os resultados foram obtidos por meio do software de simulação computacional Matlab/Simulink. Dois estudos de casos são analisados para investigar a efetividade das técnicas de controle empregadas, em que no caso 1 o sistema eólico opera somente no controle das potências, e no caso 2 é adicionada a função FAP ao CLR. A taxa de distorção total (TDD – *total demand distortion*) da corrente da rede de 10,84 % (caso 1) foi reduzida para 1,37 % (caso 2) quando o gerador elétrico opera em suas condições nominais. Desta forma, as técnicas utilizadas no PMSG/FAP mostraram-se eficazes para a geração de energia eólica e melhoria da qualidade de energia.

Keywords: PMSG; APF; wind generation system; TDD; controller design..

Palavras-chaves: PMSG; FAP; sistema de geração eólica; TDD; projeto de controladores.

1. INTRODUÇÃO

Com novas usinas eólicas sendo instaladas no mundo, a geração de energia elétrica através da energia eólica torna-se viável por ser uma fonte limpa, renovável, sem emissão de gases poluentes, melhor custo-benefício em relação aos combustíveis fósseis e ser mais econômica considerando o investimento a longo prazo (Letcher, 2017).

Com o desenvolvimento progressivo da indústria de geração de energia eólica, o gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*) vem sendo amplamente utilizado na geração de energia eólica devido sua estrutura compacta, alta den-

sidade de energia e alta relação torque-inércia (Pan and Shao, 2020). Este gerador não apresenta escovas e anéis coletores, não necessita de excitação externa, não apresenta perdas nos circuitos de campos e possui baixo custo de manutenção (da Silva Correa, 2015). No entanto, esses aerogeradores são conectados à rede elétrica via conversores eletrônicos completos, em que toda a potência gerada deve ser processada pelo conversor de potência.

A conexão de geradores com a rede elétrica afeta a qualidade de energia elétrica, uma vez que os conversores de potência e os dispositivos semicondutores utilizados na operação do sistema eólico injetam harmônicos na corrente da rede elétrica. Além disso, cargas não lineares adicionadas ao sistema eólico aumentam as distorções na rede elétrica

e podem afetar os consumidores conectados ao ponto de acoplamento comum (PAC). Assim, uma forma de reduzir ou eliminar estes impactos é por meio da utilização de filtros de potência ativos ou passivos (Qazi and Mustafa, 2015).

O filtro ativo paralelo (FAP) é amplamente utilizando na literatura como solução para reduzir as componentes harmônicas de corrente da rede elétrica. Diferentes teorias são utilizadas em aplicações de filtragem ativa. Em Costa et al. (2018) é empregada a teoria das potências instantâneas para cálculo das correntes de compensação a serem processadas pelo conversor do lado da rede elétrica (CLR). Já em Souza et al. (2018) é adotada a teoria de potência conservativa (CPT – *Conservative Power Theory*) para compensar distorções harmônicas, corrigir desbalanceamentos e melhorar o fator de potência através da multifuncionalidade atribuída ao CLR.

A Figura 1 mostra o esquema de operação do sistema de geração eólica equipado com a função de mitigação de corrente harmônica pelo CLR. O esquema PMSG/FAP realiza o controle de potências, bem como compensa as distorções oriundas das cargas não lineares conectadas no PAC, estabelecendo correntes senoidais na rede elétrica.

Diante deste contexto, o trabalho propõe a geração de energia eólica a partir do PMSG, bem como inclui a função FAP ao sistema de energia eólica através da modificação de controle do CLR, reduzindo a utilização de filtros exclusivos para esta finalidade. O controle simultâneo de potências e velocidade do gerador elétrico é realizado para garantir a entrega de potências na rede elétrica.

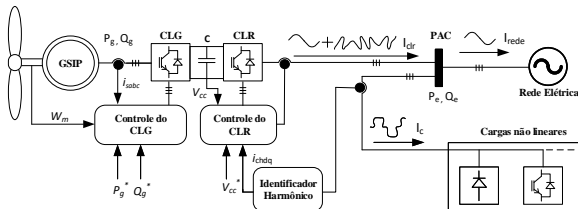


Figura 1. Esquema de operação do sistema eólico com filtragem harmônica.

2. CONTROLE DE POTÊNCIAS DO GERADOR SÍNCRONO DE IMÃS PERMANENTES – PMSG

O modelo dinâmico do PMSG será representado nas coordenadas dq, em que a estratégia de orientação do fluxo do rotor será empregada para o controle de suas potências (YAZDANI and IRAVANI, 2010). As equações (1) e (2) representam as tensões elétricas do estator do PMSG no referencial síncrono.

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + L_d(di_{sd}/dt) + W_r \cdot \lambda_{sq} \quad (1)$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + L_q(di_{sq}/dt) + W_r \cdot \lambda_{sd} \quad (2)$$

Nas equações (1) a (2) as variáveis V_{sd} , V_{sq} , i_{sd} , i_{sq} , L_d e L_q são as tensões, correntes e indutâncias nas coordenadas dq dos enrolamentos do estator, respectivamente; W_r é

a velocidade elétrica do rotor; λ_{sd} e λ_{sq} são os fluxos concatenados nos eixos dq; p é o número de pares de pólos e R_s a resistência do estator.

O torque eletromagnético é produzido conforme a construção do gerador elétrico, em que para o PMSG de pólos lisos ($L_d = L_q$) é expresso em (3).

$$T_e = p \cdot \lambda_m \cdot i_{sq} \quad (3)$$

A equação mecânica do gerador é expressa por:

$$J(dW_m/dt) = T_e - T_m - B \cdot W_m, \quad (4)$$

em que J é o momento de inércia equivalente do PMSG e da turbina eólica, T_m é o torque mecânico, e B é o coeficiente de atrito viscoso.

Para controlar o PMSG são introduzidas novas variáveis de controle representadas em (5) e (6).

$$u_d = V_{sd} + W_r \cdot L_q \cdot i_{sq} \quad (5)$$

$$u_q = V_{sd} - W_r \cdot L_d \cdot i_{sq} - W_r \cdot \lambda_m \quad (6)$$

Substituindo e manipulando (5) e (6) em (1) e (2) são obtidas as equações de controle desacoplado do PMSG, (7) e (8).

$$L_d(di_{sd}/dt) + R_s \cdot i_{sd} = u_d \quad (7)$$

$$L_q(di_{sq}/dt) + R_s \cdot i_{sq} = u_q \quad (8)$$

As potências ativa e reativa calculadas nas coordenadas dq para o gerador elétrico são descritas em (9) e (10).

$$P_g = V_{sd} \cdot i_{sd} + V_{sq} \cdot i_{sq} \quad (9)$$

$$Q_g = V_{sq} \cdot i_{sd} - V_{sd} \cdot i_{sq} \quad (10)$$

Na Figura 2 é ilustrado o esquema de controle vetorial em malha fechada do conversor do lado do gerador (CLG). A técnica de ângulo de torque constante é aplicada ao controle das correntes elétricas i_{sd} e i_{sq} , em que a referência de corrente de eixo direto (i_{sd}^*) é nula, resultando na corrente de eixo em quadratura processando toda corrente do gerador (Cimpoeru, 2010; Zhao et al., 2019). Esta técnica é bem utilizada no controle vetorial do PMSG de pólos lisos devido sua simplicidade.

O CLR é responsável por controlar o fluxo de potências entre o CLG e a rede elétrica. As tensões elétricas nos terminais do conversor ($V_{t\alpha\beta}$) são expressas em função das tensões ($V_{\alpha\beta}$) e correntes ($i_{\alpha\beta}$) da rede elétrica, e da impedância do filtro indutivo de conexão com a rede, sendo R e L a resistência e indutância, respectivamente. A equação (11) representa o modelo simplificado em coordenadas $\alpha\beta$ do modelo matemático da conexão do CLR com a rede elétrica.

$$V_{t\alpha\beta} = R \cdot i_{\alpha\beta} + L(di_{\alpha\beta}/dt) + V_{\alpha\beta}. \quad (11)$$

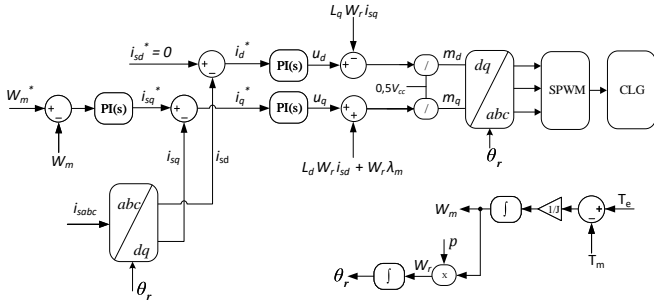


Figura 2. Esquema de controle do CLG no referencial síncrono.

Esta técnica de controle dispensa a utilização de algoritmos de sincronismo com a tensão da rede elétrica, fazendo com que o controle se torne mais simples.

O controle das correntes elétricas do CLR permite regular as potências ativa e reativa que são entregues ao PAC, e as potências que são absorvidas pelo conversor para regular a tensão elétrica do barramento CC. Essas potências são definidas em (12) e (13).

$$P_e = V_\alpha \cdot i_\alpha + V_\beta \cdot i_\beta \quad (12)$$

$$Q_e = -V_\alpha \cdot i_\beta + V_\beta \cdot i_\alpha \quad (13)$$

O esquema de controle das correntes elétricas e tensão do barramento CC do CLR é apresentado na Figura 3. O controle do barramento CC produz as correntes de referência (i_α^* e i_β^*) para as malhas de i_α e i_β .

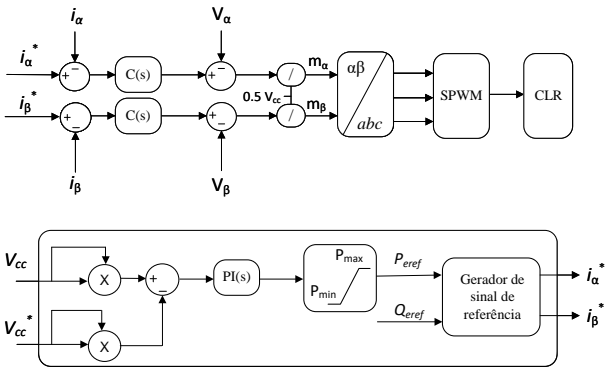


Figura 3. Esquema de controle do CLR no sistema $\alpha\beta$.

3. COMPENSAÇÃO HARMÔNICA PELO CLR

A teoria p-q foi incorporada em aplicações de compensação ativa, uma vez que a teoria convencional de potência não apresenta uma compreensão física para sistemas desbalanceados e/ou distorções (H. Akagi and Nabae, 1984). Na teoria p-q são estabelecidas as potências instantâneas do sistema em coordenadas $\alpha\beta$ no domínio do tempo. Em (14) são definidas as potências instantâneas p e q em coordenadas $\alpha\beta$.

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L\alpha} \\ i_{L\beta} \end{bmatrix} \quad (14)$$

As potências ativa e reativa em (14) possuem componentes médias (p_c e q_c) e componentes oscilantes (p_h e q_h), mostradas nas equações (15) e (16), respectivamente. Desta forma, as componentes médias estão relacionadas a potência resultante das tensões e correntes fundamentais, e as componentes oscilantes são produtos das tensões e correntes harmônicas.

$$p = p_c + p_h \quad (15)$$

$$q = q_c + q_h \quad (16)$$

A filtragem ativa baseada na teoria p-q tem como objetivo selecionar e compensar as componentes indesejáveis de potência. Assim, as componentes p_h , q_c e q_h não contribuem com a energia transferida entre fonte e carga e devem ser compensadas pelo FAP.

A compensação das potências ocorre por meio das correntes elétricas calculadas em (17). A componente CA da potência instantânea ativa (p_h) é obtida por meio de um filtro passa-baixas com frequência de corte de 12 Hz (Figura 4).

$$\begin{bmatrix} i_{Lh\alpha} \\ i_{Lh\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} -p_h \\ -q \end{bmatrix} \quad (17)$$

A Figura 4 exemplifica o identificador harmônico que é o algoritmo aplicado para obtenção de $i_{Lh\alpha}$ e $i_{Lh\beta}$.

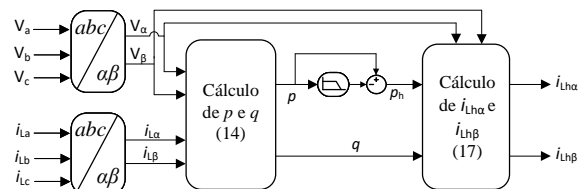


Figura 4. Identificador harmônico baseado na teoria p-q para compensação da corrente da rede elétrica.

O CLR atua com a função FAP através da adição de $i_{Lh\alpha}$ e $i_{Lh\beta}$ na sua malha de corrente (Figura 5). Desta forma, o esquema de controle de tensão do barramento CC permanece inalterado.

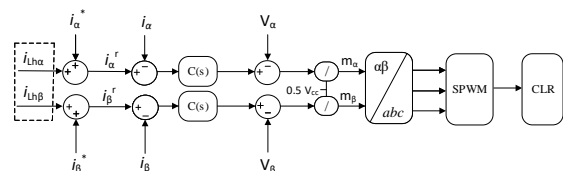


Figura 5. Proposta de controle das correntes do CLR com a função FAP adicionada ao sistema.

O FAP incorporado ao sistema de geração eólica é utilizado neste trabalho para melhorar alguns índices da qualidade

de energia, como: o fator de potência (FP) e o conteúdo harmônico da rede elétrica a partir da taxa de distorção total (TDD – *total demand distortion*) da corrente definida em (18).

$$TDD (\%) = \frac{100}{i_R} \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{50} i_h^2} \quad (18)$$

onde i_R corresponde a corrente máxima demandada na frequência fundamental e i_h corresponde a h-ésima componente harmônica de corrente.

4. CONTROLE DE CORRENTE E VELOCIDADE DO PMSG

Na Figura 6 é apresentado o diagrama de blocos do controle das correntes elétricas do gerador no eixo dq. Neste diagrama o bloco $PI(s)$ é o controlador PI, $G_c(s)$ é a dinâmica do SPWM (*Senoidal Pulse Width with Modulation*) do conversor eletrônico CA/CC, $G_{sc}(s)$ é a planta das correntes elétricas do PMSG, $G_{is}(s)$ é $G_{sc}(s)$ em cascata com $G_c(s)$.

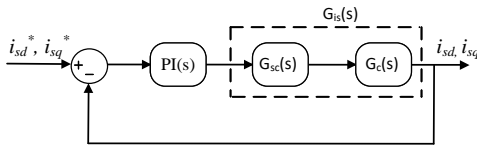


Figura 6. Diagrama de blocos do controlador de correntes elétricas do PMSG no eixo dq.

O método de resposta em frequência será utilizado no projeto dos controladores do CLG e CLR, seguindo os critérios de um bom projeto de controlador estabelecido em Ogata (2011), que afirma que a margem de fase (MF) esteja entre 30° e 60° e a margem de ganho (MG) deve ser superior a 6 dB.

A função de transferência $G_{sc}(s)$ corresponde a (19) e $G_c(s)$ é determinada pela equação (20).

$$G_{sc}(s) = (1/L_{dq}s) + R_s \quad (19)$$

$$G_c(s) = (1 - s(T_s/4))/(1 + s(T_s/4)) \quad (20)$$

sendo L_{dq} a indutância no eixo dq e T_s o tempo de amostragem.

A função transferência do controlador PI é definida em (21).

$$PI(s) = k_p (1 + 1/T_i s) \quad (21)$$

adotando $s = j\omega$, a equação (21) pode ser expressa como:

$$PI(j\omega) = k_p (1 + 1/T_i j\omega) \quad (22)$$

$$\angle PI(j\omega) = -\arctan \{1/T_i \omega\} \quad (23)$$

A margem de fase desejada MF_d para o sistema controlado é determinada em (24) Ogata (2011).

$$MF_d = \pi + \angle G_{is}(j\omega_c) + \angle PI(j\omega_c) \quad (24)$$

em que ω_c é a frequência de cruzamento de ganho.

Substituindo (23) em (24) e isolando T_i , é definida a primeira condição de projeto em (25).

$$T_i = 1/(\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_{is}(j\omega_c) - MF_d)) \quad (25)$$

A equação (26) mostra que magnitude da função transferência de malha aberta de um sistema controlado é unitário na frequência de cruzamento.

$$|PI(j\omega_c)| \cdot |G_{is}(j\omega_c)| = 1 \quad (26)$$

Dessa forma, substituindo (22) em (26) e ainda isolando o k_p , é determinada a segunda condição de projeto em (27).

$$k_p = 1/(|G_{is}(j\omega_c)| \cdot |1 - j/\omega_c T_i|) \quad (27)$$

Adotando $MF = 60$ e $\omega_c = 1000 \text{ rad/s}$ nas equações (25) e (27) são obtidos os valores de $k_p = 13,1389$ e $T_i = 0,0018$ para os controladores das malhas de correntes do PMSG, obedecendo os critérios de Ogata (2011) para um bom projeto de controlador.

O diagrama de blocos da estratégia de controle de velocidade é ilustrado na Figura 7. Este esquema de controle apresenta três blocos: o bloco $PI(s)$ que ilustra o controlador PI, o bloco $G_{ism}(s)$ que representa a malha fechada das correntes elétricas do GSIP, $G_w(s)$ a planta de velocidade, e $G_{vr}(s)$ que é $G_{ism}(s)$ em cascata com $G_w(s)$.

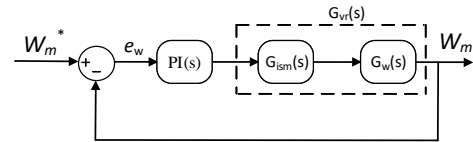


Figura 7. Diagrama de blocos do controlador de velocidade.

A função de transferência da planta de velocidade é determinada pela equação (28).

$$G_w(s) = \lambda_m \cdot p \cdot /Js + B \quad (28)$$

O controlador de velocidade é projetado conforme a metodologia de projeto do controlador PI da malha de corrente do PMSG. Assim, os parâmetros do controlador da malha de velocidade são $k_p = 44,3123$ e $T_i = 0,0120$ para uma $MG > 6 \text{ dB}$ e MF de 60° com $\omega_c = 150 \text{ rad/s}$.

5. CONTROLE DE TENSÃO DO BARRAMENTO CC E CORRENTES DO CLR

Os controladores utilizados na malha das correntes são P-Multiressonantes, e da malha de tensão do barramento CC utilizou-se um controlador PI.

A justificativa para a escolha destes controladores em cada malha de controle é em consequência do tipo de

variável processada pelo controlador. As correntes elétricas i_α e i_β não são variáveis contínuas, e necessitam de um compensador com uma largura de banda maior e que garanta o erro de estado permanente nulo. Desta forma, para referências alternadas o controlador PI possui largura de banda insuficiente, e o controlador P-Multirressonante possui melhor resposta (Liserre et al., 2006).

O diagrama de blocos do controlador da tensão do barramento CC é ilustrado na Figura 8. Este diagrama é composto três blocos: o bloco $PI(s)$ que é o controlador PI que possui sinal negativo para compensar o sinal de $G_v(s)$, o bloco $G_{im}(s)$ que é a malha fechada do controle das correntes i_α e i_β , $G_v(s)$ que representa a dinâmica da tensão elétrica do barramento CC e o bloco $G_{cc}(s)$ que é os blocos $G_{im}(s)$ em cascata com $G_v(s)$.

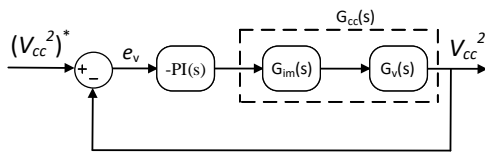


Figura 8. Diagrama de blocos do controle de tensão do barramento CC.

Em YAZDANI and IRAVANI (2010) é apresentada a função de transferência do modelo simplificado de $G_v(s)$ que é definida pela equação (29).

$$G_v(s) = V_{cc}^2(s)/P_t(s) = -(2/C)(\tau s + 1/s) \quad (29)$$

sendo V_{cc} a variável de estado do sistema, P_t a potência nos terminais do conversor eletrônico, C a capacitância do barramento CC, e τ é definido em (30).

$$\tau = 2L P_{ext}/3V_s^2 \quad (30)$$

sendo P_{ext} a potência ativa processada pelo CLR.

Com $MF = 60$ e $\omega_c = 30 \text{ rad/s}$, obtém-se os valores de $k_p = 0,1138$ e $T_i = 0,0519$ para o compensador da malha de tensão elétrica do CLR, respeitando os valores de MF e MG estabelecidos em Ogata (2011).

Os diagramas de blocos do controle das correntes i_α e i_β são apresentadas na Figura 9. O esquema de controle é composto por três blocos: o bloco $C(s)$ que representa o controlador P-Multirressonante, o bloco $G(s)$ é a planta da conexão do conversor eletrônico com a rede elétrica, o bloco $G_c(s)$ é a dinâmica do SPWM do conversor eletrônico da rede, e $G_i(s)$ representa os blocos $G(s)$ e $G_c(s)$ em cascata.

A função de transferência da dinâmica das correntes do CLR é definida por $G(s)$ e determinada pela equação (31).

$$G(s) = 1/Ls + R \quad (31)$$

sendo L e R a indutância e resistência do filtro, respectivamente.

O controlador P-Multirressonante é projetado para ter ganho infinito na frequência fundamental, e nas frequências

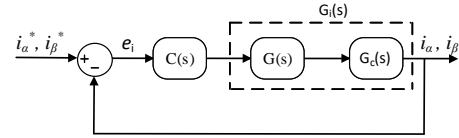


Figura 9. Diagrama de blocos simplificado do controle das correntes em $\alpha\beta$.

das harmônicas presentes nas correntes sintetizadas pelo CLR.

A função de transferência do controlador P-Multirressonante é dada por (32), em que Filho et al. (2014) apresenta a metodologia de projeto.

$$C(s) = k_r + \frac{K_r}{T_r} \sum_{h=1,5,7,11,13} \frac{s}{s^2 + (h\omega)^2} \quad (32)$$

em que K_r e T_r são parâmetros do controlador, ω é a frequência angular fundamental da rede elétrica, e h é a ordem harmônica.

Com uma margem de fase desejada de 60° e frequência de cruzamento de ganho de 10.000 rad/s , obteve-se $T_r = 0,0028$ e $K_r = 98,078$ utilizando o método resposta em frequência com MG superior a 6 dB e MF entre 30° e 60° .

6. RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

O sistema eólico mostrado na Figura 1 é simulado no software Matlab/Simulink para avaliar o PMSG/FAP. A simulação possui tempo de integração de $1 \mu\text{s}$ e os parâmetros utilizados no sistema estão disponíveis no Apêndice A. Os parâmetros do gerador elétrico são extraídos de Abdelrahem and Kennel (2016).

6.1 Geração de energia eólica a partir do PMSG

O gerador elétrico é controlado em malha fechada de acordo com o torque mecânico estabelecido pela turbina eólica e a velocidade de referência do rotor. Este controle permite regular o torque eletromagnético e a velocidade mecânica do PMSG. O sistema eólico trabalha com velocidade variável e sob variação de potência gerada.

O comportamento do torque mecânico e da potência elétrica ativa são mostrados na Figura 10. O controle do CLG começa atuar em 2 segundos, em que a potência elétrica é alterada conforme T_m é incrementado, sendo regulada para 9,8 kW em $t = 8\text{s}$, e em seguida variada até 19,6 kW quando o gerador opera sob condições nominais.

A velocidade mecânica (W_m) segue sua referência (W_m^*) como apresentado na Figura 11. Inicialmente W_m é regulada em 100 rad/s, e depois aumentada para a velocidade nominal do gerador de 125,66 rad/s. W_m é modificada nos mesmos instantes em que T_m é alterado.

O controle das correntes do PMSG é realizado em coordenadas dq, em que a corrente de eixo direto (i_{sd}) é controlada para zero de acordo com sua referência (i_{sd}^*), assim como i_{sq} rastrea sua referência (i_{sq}^*) (Figura 12).

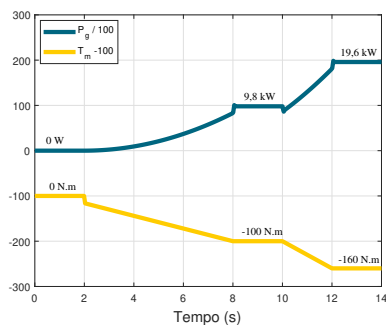


Figura 10. Torque mecânico e potência ativa do PMSG.

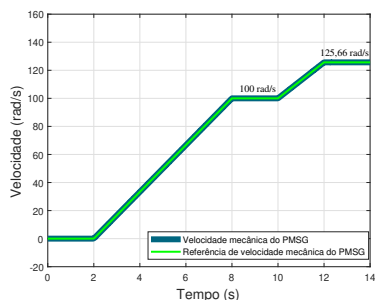


Figura 11. Velocidade mecânica do PMSG.

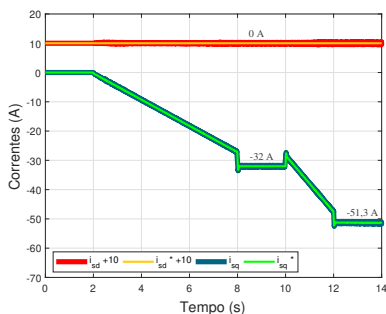


Figura 12. Correntes do estator do PMSG em coordenadas dq.

A corrente i_{sq} controla toda a corrente nos terminais do estator e permite regular o torque eletromagnético.

A resposta ao controle da tensão elétrica do barramento CC é ilustrada na Figura 13. Inicialmente, o barramento CC é carregado pelo CLR funcionando no modo retificador ($t = 0$ a $0,8s$). O capacitor é carregado até a tensão de pico de linha da rede elétrica, e então a tensão é regulada de acordo com sua referência para 800 V. Quando o PMSG injeta potência nos instantes $t = 8s$, $t = 10s$ e $t = 12s$, verifica-se sobresinais na tensão do barramento CC em relação a sua referência. No entanto, o controle permanece estável e a tensão continua sendo controlada seguindo a referência.

O espectro harmônico da corrente da carga não linear (Figura 14) mostra as componentes ímpares (5,7,11 e 13) como as principais componentes harmônicas, promovendo uma TDD da carga de 19,43 %.

A geração de energia a partir do PMSG (Figuras 10 a 12), a resposta do controle de tensão do barramento CC (Figura 13) e o espectro harmônico da carga não-linear (Figura 14) são os mesmos para os casos 1 e 2.

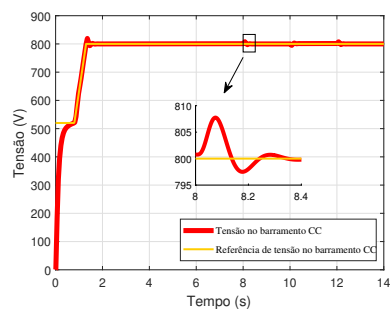


Figura 13. Resposta ao controle de tensão do barramento CC.

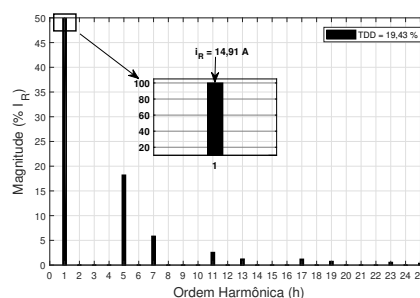


Figura 14. Espectro harmônico da corrente da carga.

6.2 Caso 1 (sem filtragem ativa)

Neste estudo de caso, o sistema de geração eólica é analisado com uma carga não linear conectada no PAC e sem função de filtragem ativa no CLR. As potências supridas pelo PMSG são entregues a carga não-linear e a parcela excedente é enviada para a rede elétrica.

As respostas das potências ativa e reativa injetadas no PAC são apresentadas na Figura 15. A potência ativa mostra valores menores em sua magnitude do que o gerado pelo PMSG em razão das perdas por condução e comutação nos conversores de potência. A potência reativa é controlada em zero, fazendo com que o CLR opere com fator de potência unitário.

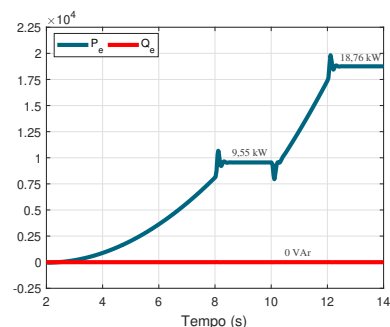


Figura 15. Respostas das potências ativa e reativa injetadas no PAC.

As formas de ondas da corrente do CLR, da tensão e corrente da rede elétrica, e da corrente da carga são apresentadas na Figura 16. A tensão da rede elétrica é puramente senoidal e sua corrente apresenta distorções na sua forma de onda. A corrente sintetizada pelo CLR está em fase com a tensão da rede elétrica.

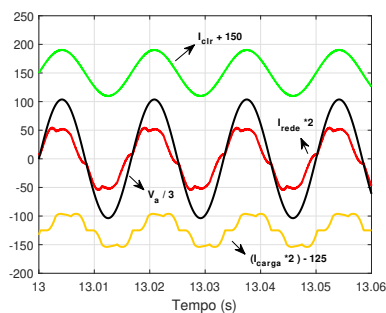


Figura 16. Formas de ondas da corrente do CLR, da tensão e corrente da rede elétrica, e da corrente da carga para 19,6 kW de potência gerada.

Na Figura 17 é mostrado o espectro da corrente da rede elétrica para dois pontos de operação do PMSG. É possível verificar que as componentes ímpares (5,7,11 e 13) são as principais harmônicas que contribuem para a distorção na sua forma de onda. Estas harmônicas são as mesmas presentes na corrente da carga não-linear (Figura 14). A rede elétrica possui uma TDD de 10,83 % e 10,84 % para 9,8 kW e 19,6 kW de potência gerada, respectivamente. A máxima corrente demandada i_R é obtida pela componente fundamental da corrente da rede no ponto de operação nominal do gerador elétrico.

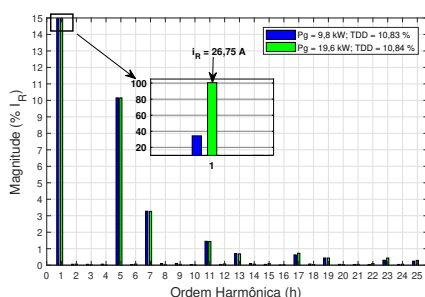


Figura 17. Espectro harmônico da corrente da rede elétrica para 9,8 kW e 19,6 kW de potência gerada.

A norma 519 do IEEE indica uma TDD de corrente inferior a 5 %. Desta forma, os valores de TDD apresentados nas Figura 17 estão acima dos recomendados pelos padrões internacionais para geradores conectados a rede de baixa tensão (IEEE, 2014).

6.3 Caso 2 (com filtragem ativa)

Neste estudo de caso, o sistema de geração eólica é investigado com a função FAP adicionada ao CLR e com a mesma carga não linear conectada no PAC.

A Figura 18 mostra alterações nos valores das potências ativa e reativa em relação aos valores apresentados na Figura 15. Isto ocorre em razão da filtragem harmônica realizada pelo CLR que compensa as componentes indesejáveis de potência da carga não linear.

Na Figura 19 são ilustradas as formas de ondas da corrente do CLR, da tensão e corrente da rede elétrica, das correntes do FAP e da carga não linear para 19,6 kW de potência gerada pelo PMSG. As distorções harmônicas antes presentes na forma de onda da corrente da rede elétrica (Figura 16)

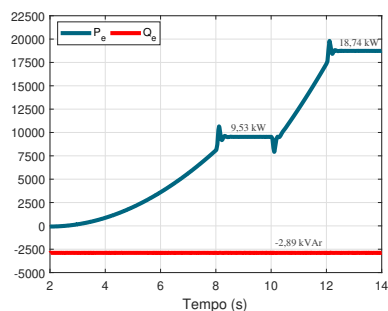


Figura 18. Respostas das potências ativa e reativa injetadas no PAC quando o CLR opera com a função FAP.

agora estão na corrente produzida pelo CLR. A corrente do FAP é mostrada nas coordenadas abc na fase A, em que possui sua forma de onda semelhante a da corrente da rede elétrica quando esta supria apenas as componentes harmônicas da carga não linear no caso 1.

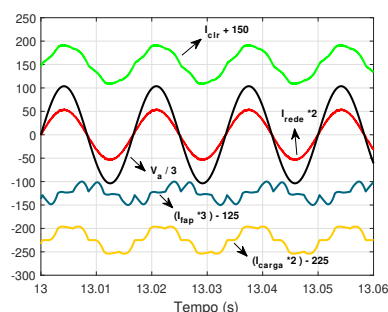


Figura 19. Formas de ondas da corrente do CLR, da tensão e corrente da rede elétrica, das correntes do FAP e da carga para 19,6 kW de potência gerada.

O espectro harmônico da corrente da rede elétrica (Figura 20) mostra a redução das componentes ímpares que contribuíam para as distorções na sua forma de onda. A TDD da corrente da rede elétrica é 1,07 % para 9,8 kW de potência produzida pelo gerador elétrico, e 1,37 % para 19,6 kW de potência gerada.

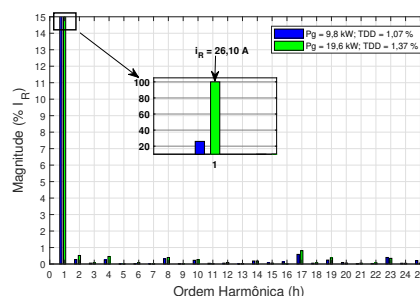


Figura 20. Espectro harmônico da corrente da rede elétrica para 9,8 kW e 19,6 kW de potência gerada quando o CLR opera com a função FAP.

Comparando os valores de TDD nos casos 1 e 2, é possível notar a atenuação das principais harmônicas ímpares (5,7,11,13) e as demais harmônicas que distorciam a forma onda da corrente da rede. A TDD de 10,83 % (caso 1) reduziu para 1,07 % (caso 2) quando a potência gerada foi de 9,8 kW, e de 10,84 % (caso 1) para 1,37 % (caso 2) para 19,6 kW de potência entregue. No caso 2, as TDD obtidas

estão de acordo com a norma, sendo inferior a 5 % (IEEE, 2014).

7. CONCLUSÃO

Este trabalho avaliou o comportamento do PMSG em um sistema de geração eólica que pode atuar mitigando as harmônicas de corrente da rede elétrica. O sistema de geração eólica foi avaliado em dois estudos de caso para analisar o desempenho das técnicas de controle aplicadas ao sistema. No caso 1, é investigado uma turbina eólica equipada com o PMSG entregando potência na rede elétrica, enquanto uma carga não linear está conectada no PAC. No caso 2, foi incluída a mitigação das componentes harmônicas de corrente pelo CLR na presença da mesma carga não linear conectada no PAC. Nos dois casos foi observado que a geração de energia elétrica pelo PMSG não foi modificada, já que o controle do CLG permanece inalterado em ambos os casos. A resposta ao controle de tensão do barramento CC também não se alterou em nenhum dos casos. As distorções nas correntes da rede elétrica foram avaliadas pela TDD, em que se observou uma redução de TDD de 10,83 % (caso 1) para 1,07 % (caso 2) quando o PMSG gera 9,8 kW e uma redução de TDD de 10,84 % (caso 1) para 1,37 % (caso 2) em 19,6 kW de potência gerada. É possível afirmar que as técnicas de controle aplicadas ao sistema de geração eólica conectado à rede elétrica juntamente com o algoritmo de filtragem de correntes harmônicas mostraram-se eficazes na entrega de potência no PAC e na melhoria da qualidade de energia por meio da redução da TDD da corrente da rede elétrica.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a FUNCAP pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

Abdelrahem, M. and Kennel, R. (2016). Fault-ride through strategy for permanent-magnet synchronous generators in variable-speed wind turbines. *Energies*, 9. doi:10.3390/en9121066.

Cimpoeru, A. (2010). *Encoderless vector control of PMSG for wind turbine applications*. 2010. 72 f. Master thesis, Institute of Energy Technology.

Costa, P., Pereira, L., Pontes, Y., Castro, M., and Machado, I. (2018). Single-stage grid tied converter to improve solar pv array performance and power quality in microgeneration-consumers units. 722–729. doi:10.1109/INDUSCON.2018.8627245.

da Silva Correa, A. (2015). *Estudo e Comparação de Sistemas de Geração Eólica Utilizando DFIG e PMSG*. 2015. 269 f. Mestrado em engenharia elétrica, Faculdade em Engenharia Elétrica, Universidade de Santa Catarina, Joinville.

Filho, P.S., Barros, T., Villalva, M., and Filho, E. (2014). Design methodology of p-res controllers with harmonic compensation for three-phase dc-ac grid-tie inverters with lcl output filter. 1–8. doi:10.1109/COMPEL.2014.6877218.

H. Akagi, Y.K. and Nabae, A. (1984). Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components. *IEEE Transactions on Industrial Applications*, I(3), 625–630.

IEEE (2014). IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, 1–29.

Letcher, T.M. (2017). Chapter 1 - why wind energy? In T.M. Letcher (ed.), *Wind Energy Engineering*, 3 – 14. Academic Press. doi:https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809451-8.00001-1.

Liserre, M., Teodorescu, R., and Blaabjerg, F. (2006). Multiple harmonics control for three-phase grid converter systems with the use of pi-res current controller in a rotating frame. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 21(3), 836–841.

Ogata, K. (2011). *Engenharia de Controle Moderno*, volume 5ª edição. Pearson.

Pan, L. and Shao, C. (2020). Wind energy conversion systems analysis of pmsg on offshore wind turbine using improved smc and extended state observer. *Renewable Energy*, 161, 149 – 161. doi:https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.057.

Qazi, S. and Mustafa, M. (2015). Review on active filters and its performance with grid connected fixed and variable speed wind turbine generator. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57. doi:10.1016/j.rser.2015.12.049.

Souza, R., Moreira, A., Barros, T., and Ruppert, E. (2018). Conservative power theory: application in a wind system with dfig to compensate harmonic currents and unbalance electric current. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1, 247–252. doi:10.24084/repqj16.275.

YAZDANI, A. and IRAVANI, R. (2010). *Voltage-sourced converters in power systems : modeling, control, and applications*, volume S.I. John Wiley Sons.

Zhao, S., Wang, N., Li, R., Gao, B., Shao, B., and Song, S. (2019). Sub-synchronous control interaction between direct-drive pmsg-based wind farms and compensated grids. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 109, 609 – 617. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.021.

Apêndice A. PARÂMETROS DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Características da Rede Elétrica	Valores
Tensão de linha rms	380 V
Frequência	60 Hz
Características do PMSG	
Potência nominal	20 kW
Tensão de linha do estator	400 V
Frequência do estator	60 Hz
Numero de pólos	6
Momento de inércia equivalente (PMSG + turbina)	0,9 kg/ m ²
Fluxo concatenado pelos imãs	0,85 Wb
Resistência elétrica do estator	0,2 Ω
Indutância do estator	15 mH
Características do conversor eletrônico de potência	
Capacitância equivalente	9 mF
Frequência de chaveamento	15 kHz
Tensão elétrica CC regulada	800 V
Filtro indutivo	10 mH
Características da carga	
Resistência elétrica da carga	34 Ω
Indutância de entrada	10 mH