

Controle de Potências para Geração Eólica e Filtragem de Corrente Harmônica com Gerador de Indução Gaiola de Esquilo

Ângelo Marcílio M. dos Santos* Leonardo P. S. Silva*
 Lucas Taylan P. Medeiros* Marcos Vinícius S. França*
 Vanessa Siqueira de C. Teixeira* Adson Bezerra Moreira*

* Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação (PPGEEC), Campus Sobral, Universidade Federal do Ceará, CE, (e-mail: angelomarcilio@alu.ufc.br).

Abstract: The main contribution of this paper is to present a proposal for the development of an Active Power Filter (APF) for a wind power generation system connected to the electric grid, using the three-phase induction generator with squirrel cage rotor (SCIG). Thus, the wind generation system proposed controls the active and reactive powers, as well as performing the active filtering function of the grid currents. Harmonic compensation is performed by an algorithm applied to the converter on the side of the power grid. This technique improves the quality of energy. The studied system was mathematically modeled and simulated using the Matlab / Simulink software. Simulation results confirm the effectiveness of the proposed research.

Resumo: A principal contribuição deste trabalho é apresentar uma proposta para o desenvolvimento de um Filtro Ativo de Potência (FAP) para um sistema de geração de energia eólica conectado à rede elétrica, utilizando o gerador de indução trifásico com rotor gaiola de esquilo (GIGE). Assim, o sistema de geração eólica proposto controla as potências ativa e reativa, bem como realiza a função de filtragem ativa das correntes da rede elétrica. A compensação harmônica é realizada por um algoritmo aplicado ao conversor do lado da rede elétrica. Esta técnica melhora a qualidade de energia. O sistema estudado foi matematicamente modelado e simulado usando o software Matlab / Simulink. Resultados de simulação confirmam a eficácia da pesquisa proposta.

Keywords: Electric power generation; Electronic back-to-back converter; SCIG; Wind energy; Active power filter; THD.

Palavras-chaves: Geração de energia elétrica; conversor eletrônico back-to-back; GIGE; Energia eólica; Filtro ativo de potência; DHT.

1. INTRODUÇÃO

Com o declínio progressivo das reservas de combustíveis fósseis e a crescente demanda de energia, a produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, como oceanos, raios solares, ventos e marés, é aceita como uma solução potencialmente promissora para o problema energético. Entre esses recursos renováveis, a energia eólica é uma das medidas eficazes, e o desenvolvimento da geração de energia eólica tem atraído cada vez mais atenção em vários países (Chen et al., 2010).

Existem vários tipos de geradores elétricos usados no sistema de energia eólica. Dessa forma, sua escolha depende da aplicação, potência e custo da máquina. Neste artigo, optou-se pelo gerador de indução de gaiola de esquilo (GIGE), porque é amplamente empregado para geração eólica, devido à construção simples e robusta do rotor,

baixo custo, baixa manutenção e operação do gerador sem a necessidade de alimentação CC (Navas et al., 2015).

O conversor back-to-back é composto por dois conversores fonte de tensão conectados por meio de um capacitor de barramento CC. Um conversor é conectado ao GIGE e ao barramento CC, sendo chamado de conversor do lado do gerador (CLG), que tem a função de produzir o fluxo do gerador e otimizar a captura de energia do vento. O segundo conversor é conectado ao barramento CC e à rede elétrica, denominado conversor do lado da rede (CLR), que tem a função de regular a tensão do barramento CC (HEYDARI et al., 2012).

O diagrama esquemático do sistema de geração eólica conectado à rede elétrica utilizando GIGE é mostrado na Figura 1.

A qualidade de energia elétrica é um importante fator em um sistema de energia conectado à rede elétrica. Um dos principais termos relacionados à qualidade da energia são os "harmônicos", que são definidos como componentes

* Este trabalho foi apoiado pelo código de concessão da FUNCAP BP3-0139-00022.01.00/18.

alternados com frequência diferente da frequência fundamental. Esses harmônicos são causados pelo uso de dispositivos eletrônicos, resultando na injeção de harmônicos na rede elétrica, que distorcem as formas de ondas de tensão e corrente na rede elétrica com a presença de componentes harmônicas, promovendo baixo fator de potência, cintilações de tensão (flicker), elevações repentinas de tensão (swell), entre outros (Moreira et al., 2019).

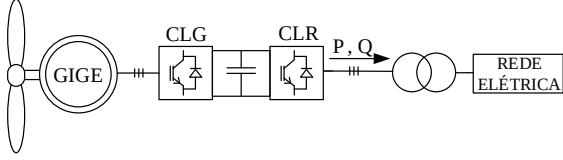


Figura 1. Diagrama de operação tradicional do GIGE.

A filtragem ativa de potência é uma solução muito difundida para redução de harmônicos de corrente elétrica. O filtro ativo de potência (FAP) detecta a corrente elétrica harmônica de carga não linear e injeta uma compensação de corrente elétrica para mitigar as componentes harmônicas que estão na rede elétrica. A estratégia de controle para mitigar componentes harmônicas de corrente da rede elétrica pode ser realizada através de modificações no controle do CLR.

Este trabalho propõe uma estratégia de controle para um sistema de geração eólica com uso do GIGE. Além do controle de potência, o sistema melhora a qualidade de energia utilizando o CLR para realizar filtragem ativa no ponto de acoplamento comum da rede elétrica, empregando o sistema de referência de coordenadas dq.

A Figura 2 apresenta a proposta de controle do GIGE/FAP, que melhora a qualidade de energia elétrica entregue à rede elétrica. Resultados de simulação obtidos são apresentados para comprovar a ideia do trabalho.

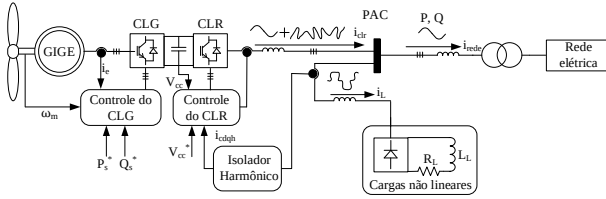


Figura 2. Diagrama de operação do GIGE/FAP.

2. CONTROLE DAS POTÊNCIAS DO GERADOR DE INDUÇÃO GAIOLA DE ESQUILO (GIGE)

As equações que governam a dinâmica do gerador CA, trifásico e simétrico, são representadas em (1) a (4), onde os fatores de dispersão do estator (σ_e) e do rotor (σ_r) são descritos em (5) (Yazdani and Iravani, 2010).

$$\begin{cases} \frac{d\lambda_{ed}}{dt} = V_{ed} - R_e i_{ed} \\ \frac{d\lambda_{eq}}{dt} = V_{eq} - R_e i_{eq} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \frac{d\lambda_{rd}}{dt} = V_{rd} - R_r i_{rd} \\ \frac{d\lambda_{rq}}{dt} = V_{rq} - R_r i_{rq} \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \lambda_{ed} = L_m [(1 + \sigma_e) i_{ed} + e^{j\theta_r} i_{rd}] \\ \lambda_{eq} = L_m [(1 + \sigma_e) i_{eq} + e^{j\theta_r} i_{rq}] \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \lambda_{rd} = L_m [(1 + \sigma_r) i_{rd} + e^{-j\theta_r} i_{ed}] \\ \lambda_{rq} = L_m [(1 + \sigma_r) i_{rq} + e^{-j\theta_r} i_{eq}] \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} \sigma_e = \frac{L_{le}}{L_m} - 1 \\ \sigma_r = \frac{L_{lr}}{L_m} - 1 \end{cases} \quad (5)$$

V_{ed} e V_{eq} são as tensões do estator, V_{rd} e V_{rq} são as tensões no rotor, i_{ed} e i_{eq} são as correntes do estator, i_{rd} e i_{rq} são as correntes no rotor, λ_{ed} e λ_{eq} são os fluxos concatenados do estator, λ_{rd} e λ_{rq} são os fluxos concatenados no rotor, em coordenadas dq respectivamente, R_e e R_r são as resistências do estator e do rotor, L_m é a indutância de magnetização e θ_r é o ângulo de rotação do rotor.

No GIGE, os terminais do rotor estão em curto, então $V_{rdq} = 0$ e i_{rdq} não é mensurável. Assim, as correntes do rotor nas coordenadas dq são dadas por (6) e (7), sendo $\hat{i}_{mr}$ a magnitude da corrente de magnetização e ρ é o ângulo do eixo de rotação das tensões e correntes do estator.

$$i_{rd} = \frac{\hat{i}_{mr} - i_{ed}}{1 + \sigma_r} e^{-j\theta_r} \quad (6)$$

$$i_{rq} = \frac{-i_{eq}}{1 + \sigma_r} e^{-j\theta_r} \quad (7)$$

O torque elétrico e a constante de tempo do rotor (τ_r) são definidos em (8) e (9).

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{L_m}{1 + \sigma_r} \hat{i}_{mr} i_{eq} \quad (8)$$

$$\tau_r = \frac{L_m (1 + \sigma_r)}{R_r} \quad (9)$$

A velocidade do campo magnético girante e a velocidade do rotor são determinadas em (10) e (11).

$$\omega_m = \frac{dp}{dt} \quad (10)$$

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} \quad (11)$$

No GIGE, o observador de fluxo é necessário para se obter a corrente de magnetização, o ângulo do campo magnético girante e sua velocidade.

O observador de fluxo é realizado pelo diagrama de blocos da Figura 3 e é baseado em (12) e (13), em que $\hat{i}_{mr}$ é

definido como um valor constante e $\hat{i}_{mr} = i_{ed}$, necessário para o controle de torque linear por i_{eq} .

$$\tau_r \frac{d}{dt} [\hat{i}_{mr}] = -\hat{i}_{mr} + i_{ed} \quad (12)$$

$$\omega_m = \frac{i_{eq}}{\tau_r \hat{i}_{mr}} + \omega_r \quad (13)$$

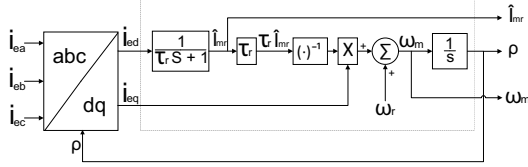


Figura 3. Diagrama de blocos do observador de fluxo.

O controle vetorial do GIGE em função das coordenadas do campo do rotor é mostrado no diagrama de blocos da Figura 4. Este controle é implementado a partir de (8) e (12) para se obter i_{edref} e i_{eqref} do gerador.

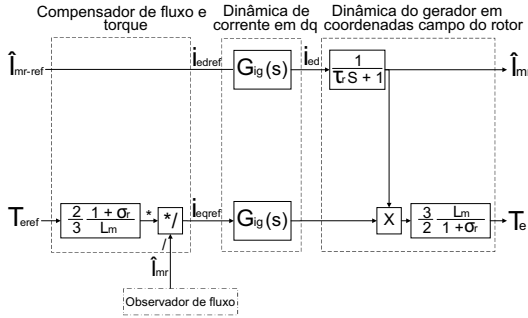


Figura 4. Diagrama de blocos do controle vetorial do GIGE em função das coordenadas do campo do rotor.

A corrente de magnetização de referência e o torque elétrico de referência são obtidos por (14) e (15), em que V_{en} é a tensão nominal RMS de linha do estator e ω_{m0} é a velocidade angular nominal do gerador ($\omega_{m0} = 2\pi f_{m0}$) e P_{ref} é a potência ativa de referência.

$$\hat{i}_{mr-ref} = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{V_{en}}{(1 + \sigma_e) L_m \omega_{m0}} \quad (14)$$

$$T_{eref} = \frac{P_{ref}}{\omega_r} \quad (15)$$

A Figura 5 mostra o diagrama de blocos para o controle do CLG. O diagrama de blocos é obtido através de (1) a (15). O CLG controla as potências ativa e reativa do GIGE.

2.1 Conversor do Lado da Rede

O conversor do lado da rede é um conversor eletrônico trifásico CC-CA, que controla a tensão do barramento CC e injeta corrente na rede. O controle do CLR é realizado pelo diagrama de blocos da Figura 6, no qual a malha de corrente é mostrada em (a) e a de tensão em (b) (Yazdani and Iravani, 2010).

O PLL (phase locked loop) é responsável por manter o sincronismo entre as tensões da rede e as produzidas pelo CLR, gerando um ângulo θ em fase com a tensão da rede, onde V_A , V_B e V_C são tensões de linha de rede elétrica (Yazdani and Iravani, 2010).

O gerador de referência de corrente (Figura 6) produz as referências de corrente I_{dref} e I_{qref} a partir de (16) e (17), em que V_d e V_q são as tensões d-q da rede elétrica, i_d e i_q são as correntes d-q da rede elétrica, P_{ref} e Q_{ref} são as referências de potências ativa e reativa.

$$P_{ref} = \frac{3}{2} [V_d i_{dref} + V_q i_{qref}] \quad (16)$$

$$Q_{ref} = \frac{3}{2} [-V_d i_{qref} + V_q i_{dref}] \quad (17)$$

Como $V_q = 0$, tem-se (18) e (19), definindo i_{dref} e i_{qref} .

$$i_{dref} = \frac{2}{3V_d} P_{ref} \quad (18)$$

$$i_{qref} = -\frac{2}{3V_d} Q_{ref} \quad (19)$$

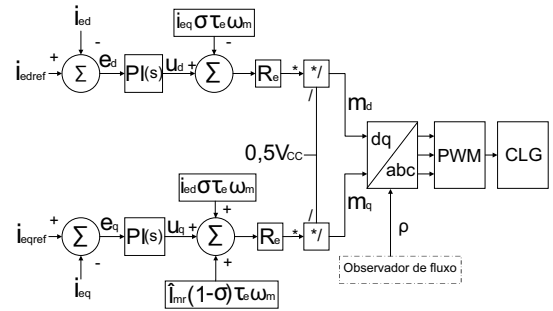
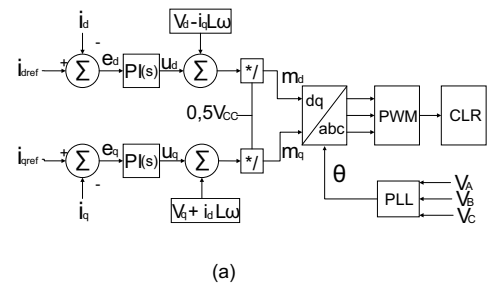
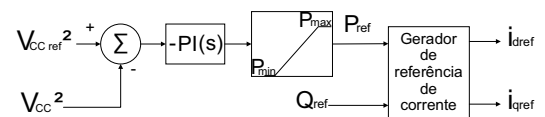


Figura 5. Esquema de controle do CLG.



(a)



(b)

Figura 6. Esquema de controle do CLR (malha de corrente (a) e malha de tensão (b)).

3. FILTRO ATIVO NO CONVERSOR DO LADO DA REDE

A corrente da rede elétrica pode ser distorcida devido a presença de uma carga não linear no ponto de acoplamento comum (PAC). Dessa forma, com o objetivo de diminuir a distorção da corrente elétrica, utiliza-se o filtro ativo de potência.

O conversor que funciona como filtro ativo deve ser capaz de injetar uma corrente que somada à corrente de carga, produza uma corrente “limpa” na rede (Moreira et al., 2019).

Para a inclusão da função de FAP no CLR, a estrutura de controle do CLR é modificada, adicionando i_{Lhd} na malha i_d e i_{Lhq} na malha i_q . A modificação mantém constante a tensão no barramento CC e permite mitigar harmônicas de corrente na rede elétrica, como mostra o diagrama de controle da Figura 7.

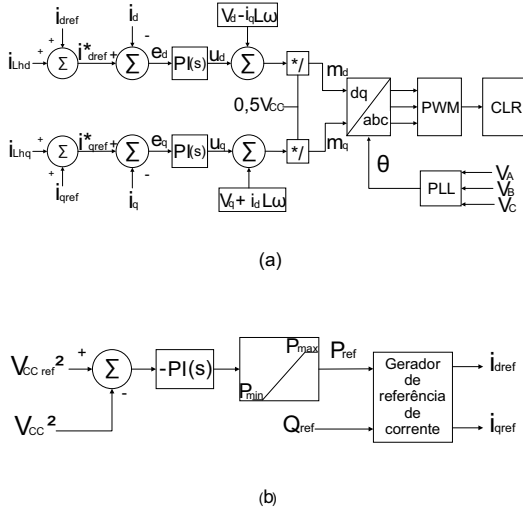


Figura 7. Esquema de controle do CLR com filtro ativo proposto (malha de corrente (a) e malha de tensão (b)).

Para o FAP proposto, as novas correntes de referências do CLR para compensação harmônica são i_{dref}^* e i_{qref}^* , dadas em (20) e (21), em que i_{Lhd} e i_{Lhq} são as componentes harmônicas da corrente da carga não linear.

$$i_{dref}^* = i_{dref} + i_{Lhd} \quad (20)$$

$$i_{qref}^* = i_{qref} + i_{Lhq} \quad (21)$$

A corrente da rede elétrica é filtrada no PAC a partir da medição das correntes da carga não linear trifásica e da extração das componentes desejadas. As componentes da corrente medida são transformadas para coordenadas dq (i_{Ld} , i_{Lq}). Já as correntes da carga não linear trifásica (i_{Lhd} , i_{Lhq}) são processadas por filtros passa baixas para extrair a componente fundamental, como mostrado na Figura 8.

A componente fundamental da corrente é extraída da corrente total da carga, logo as componentes harmônicas de corrente são isoladas a partir de (22) e (23), em que

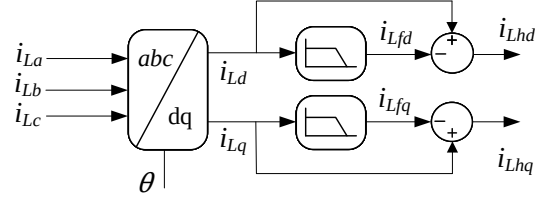


Figura 8. Identificador harmônico de corrente.

i_{Lhd} e i_{Lhq} são as componentes fundamentais da corrente de carga não linear.

$$i_{Lhd} = i_{Ld} - i_{Lfd} \quad (22)$$

$$i_{Lhq} = i_{Lq} - i_{Lfq} \quad (23)$$

Para avaliar o conteúdo harmônico da corrente da rede elétrica, a distorção harmônica total (DHT) é considerada. O cálculo da DHT é dado em (24), em que I_1 é a componente fundamental e I_h é a h-ésima componente harmônica da corrente da rede elétrica. No cálculo da DHT não são consideradas as componentes inter-harmônicas.

$$DHT(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_1} \% \quad (24)$$

4. RESULTADOS

O sistema de geração de energia eólica mostrado na Figura 2 foi implementado no software Matlab/Simulink a fim de analisar a estratégia de controle proposta do GIGE/FAP. Os parâmetros do sistema de geração usados na simulação são mostrados na Tabela 1, de forma que os parâmetros CLG foram obtidos em (HEYDARI et al., 2012). A frequência de comutação dos conversores é 10 kHz.

Tabela 1. Parâmetros de simulação.

	Parâmetros	Valores
GIGE	P_n, V_n, F_n, P	15kW, 460V, 60Hz, 4
GIGE	$R_e, R_r, L_e = L_r$	276.1mΩ, 164.5mΩ, 78.3mH
GIGE	L_m, L_{le}, L_{lr}	76.14mH, 2.191mH, 2.191mH
CLR	L, R, C	6mH, 0,8Ω, 3500μF
Carga	R_L, L_L, L_{iL}	10Ω, 2mH, 3,5mH
Rede	V_{LL}, F	380V, 60Hz

A simulação do sistema de geração eólica foi realizada com velocidade variável, na qual o gerador opera com uma velocidade de 150 rad/s e 200 rad/s, de acordo com a Figura 9.

4.1 Caso 1 - Sem FAP

No primeiro caso, a turbina eólica com GIGE opera fornecendo 2kW. As Figuras 10 e 11 apresentam as correntes de eixo direto e de quadratura seguindo suas referências.

A potência ativa gerada pelo GIGE para velocidade variável é controlada indiretamente pela corrente de eixo direto e a potência reativa é controlada indiretamente pela corrente de eixo de quadratura, como mostrado em (16) e (17). As Figuras 12 e 13 mostram as potências ativa e reativa geradas pelo sistema.

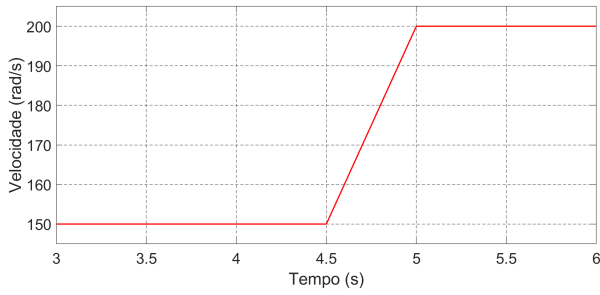


Figura 9. Rampa de velocidade do rotor do GIGE de 150 rad/s a 200 rad/s.

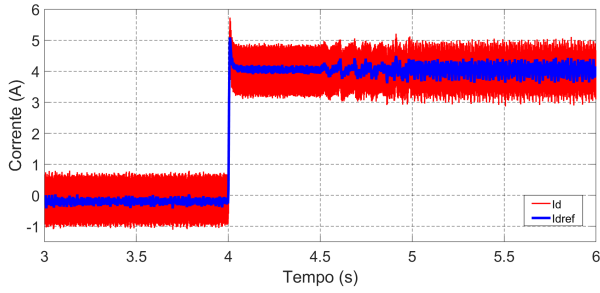


Figura 10. Resposta da malha de controle para o controlador de corrente do CLR I_d .

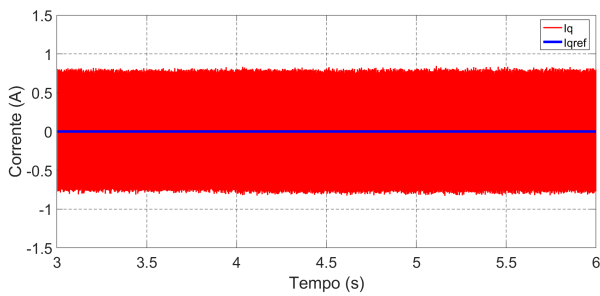


Figura 11. Resposta da malha de controle para o controlador de corrente do CLR I_q .

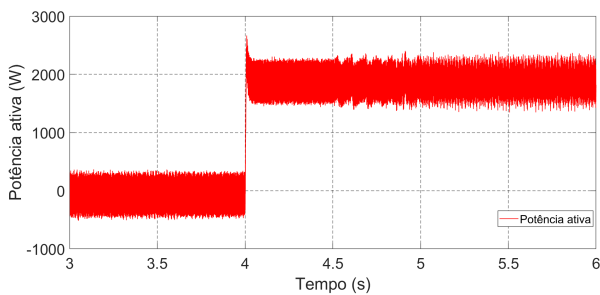


Figura 12. Resposta da potência ativa entregue à rede elétrica.

A Figura 14 mostra a tensão de referência do barramento CC e a tensão medida no barramento CC. Verificou-se que o controle de tensão do barramento CC permanece estável com tensão regulada em 800 V mesmo com a variação de velocidade do gerador elétrico.

A Figura 15 mostra as formas de ondas da tensão da rede elétrica (V_a), correntes da rede elétrica, do CLR e da carga do sistema operando sem FAP, alimentando uma carga não linear.

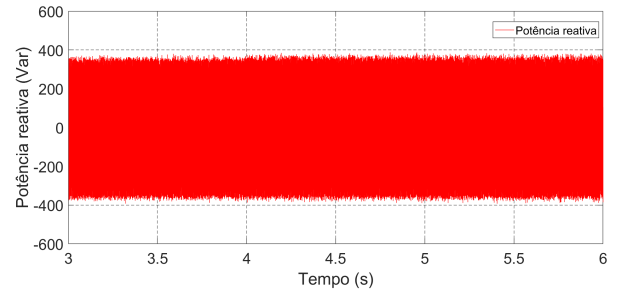


Figura 13. Resposta da potência reativa entregue à rede elétrica.

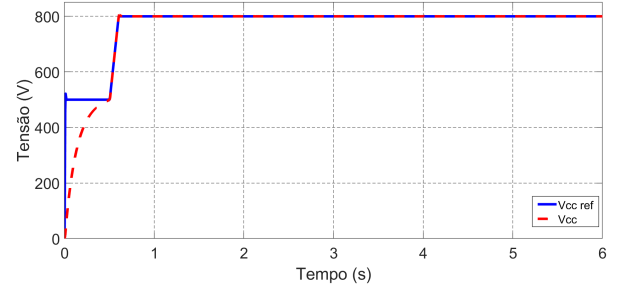


Figura 14. Resposta da tensão do barramento CC.

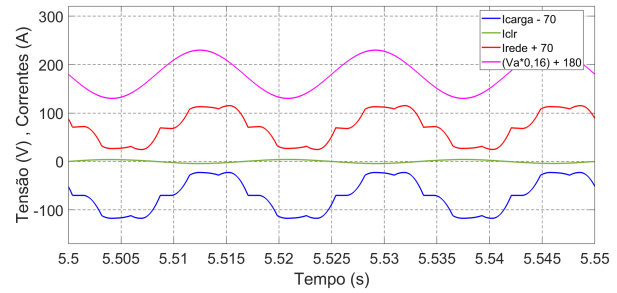


Figura 15. Formas de ondas da tensão da rede elétrica (V_a), correntes da rede elétrica, do CLR e da carga do sistema operando sem FAP.

O espectro da corrente da carga não linear é mostrado na Figura 16, em que a onda da corrente de carga é distorcida e apresenta DHT de 17,55%.

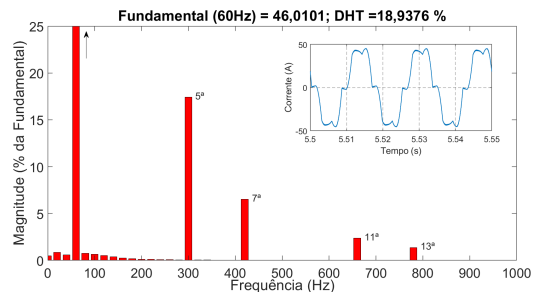


Figura 16. Espectro da corrente da carga não linear.

A Figura 17 mostra o espectro da corrente da rede elétrica, em que a onda da corrente da rede elétrica é distorcida e apresenta DHT de 18,93%, que é um valor bem acima do requerido pelas principais normas que regem a conexão de geradores à rede elétrica de baixa tensão, IEEE (2014) e IEC (2009).

No espectro de corrente da rede elétrica mostrado pela Figura 17, observa-se que as principais harmônicas que colaboram para esta distorção são as de ordem ímpar (5^a e 7^a).

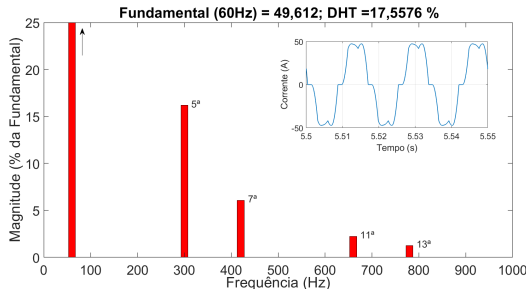


Figura 17. Espectro da corrente da rede elétrica.

4.2 Caso 2 - Com FAP

No segundo caso, o FAP proposto foi adicionado ao sistema de geração eólica, sendo incluído no controle do CLR.

Os resultados referentes ao controle das correntes, potências ativa e reativa, e da tensão do barramento CC apresentaram comportamento semelhante aos das Figuras 10 a 14.

A Figura 18 mostra as formas de ondas da tensão da rede elétrica (V_a), correntes da rede elétrica, do CLR e da carga do sistema operando com FAP, alimentando uma carga não linear.

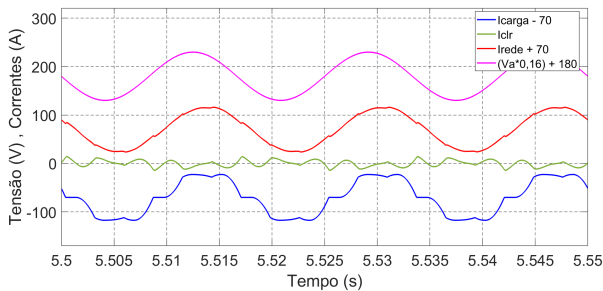


Figura 18. Formas de ondas da tensão da rede elétrica (V_a), correntes da rede elétrica, do CLR e da carga do sistema operando com FAP.

Na Figura 18, a forma de onda da corrente da rede elétrica tem comportamento senoidal, diferente da situação apresentada na Figura 15, devido a compensação harmônica de corrente produzida pelo filtro ativo de potência.

A Figura 19 apresenta DHT da corrente da rede elétrica em uma das fases, que é 3,92%. O valor de DHT obtido é adequado de acordo com as principais normas que regem a conexão de geradores à rede elétrica de baixa tensão.

Ao analisar os espectros da corrente da rede elétrica antes (caso 1) e depois da filtragem ativa (caso 2), observa-se a melhoria da DHT da corrente da rede elétrica, que é reduzida de 18,93% para 3,92%, e que as componentes harmônicas ímpares são atenuadas.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho investigou o comportamento de um sistema de energia eólica com o GIGE operando em um modo

tradicional (caso 1) e operando com um filtro ativo de potência (caso 2). Em ambos os casos, as potências ativa e reativa entregue à rede elétrica e a tensão do barramento CC permanecem com os mesmos valores, o que comprova que o comportamento do controle do sistema para ambos os casos é satisfatório.

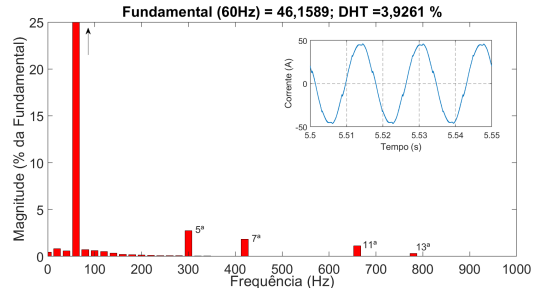


Figura 19. Espectro da corrente da rede elétrica com FAP.

Ao analisar os espectros harmônicos da corrente da rede elétrica antes da compensação harmônica e após a compensação harmônica, verifica-se que a DHT foi reduzida de 18,94% para 3,86%, comprovando o bom funcionamento do FAP e atestando que a estratégia de compensação harmônica incorporada ao sistema de geração eólica com GIGE melhora a qualidade de energia, como mostram os resultados de simulação.

REFERÊNCIAS

- Chen, Y., Yang, Y., Wang, L., Jia, Z., and Wu, W. (2010). Grid-connected and control of mppt for wind power generation systems based on the scig. *2nd Int. Asia Conf. Informatics Control. Autom. Robot.*, 03, 51–54.
- HEYDARI, M., VARJANI, A.Y., and MOHAMADIAN, M. (2012). A novel variable-speed wind energy system using induction generator and six-switch ac/ac converter. *3rd Power Electronics and Drive Systems Technology (PEDSTC)*.
- IEC, I.E.C. (2009). Iec 61000-3-2: Electromagnetic compatibility (emc) - part 3: Limits - section 2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current < 16a per phase). *International Electrotechnical Commission (IEC)*, 05.
- IEEE (2014). Ieee recommended practices and requirements for harmonic control in electric power system. *Project IEEE-519*.
- Moreira, A.B., Barros, T.A.D.S., Teixeira, V.S.D.C., Souza, R.R.D., Paula, M.V.D., and Filho, E.R. (2019). Control of powers for wind power generation and grid current harmonics filtering from doubly fed induction generator: Comparison of two strategies. *IEEE Access*, vol. 7, no. c, pp. 32703–32713, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2899456.
- Navas, M.A.H., Puma, J.L.A., and Filho, A.J.S. (2015). Direct torque control for squirrel cage induction generator based on wind energy conversion system with battery energy storage system. *IEEE Work. Power Electron. Power Qual. Appl. PEPQA*.
- Yazdani, A. and Iravani, R. (eds.) (2010). *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. [S.l.]: John Wiley Sons.