

Sistema de geração eólica com filtragem ativa usando a teoria de potência instantânea conectado a uma rede elétrica com tensão distorcida

R. R. de Souza*. A. B. Moreira. ** T. A. S. Barros.***
P. J. S., Neto.*** M. V., de Paula.*** E. Ruppert, Filho.***

*Instituto Federal de São Paulo SP, Brasil (Tel: 98292-7461; e-mail: ramon.rodrigues@ifsp.edu.br)

**Universidade Federal do Ceará – Campus Sobral, CE, Brasil (e-mail: adsonbmoreira@gmail.com)

*** Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP, Brasil (e-mail: tarcioandre@fem.unicamp.br, pedro_jsn@hotmail.com, mvpaula@outlook.com, ruppert@fee.unicamp.br)

Abstract: In this paper we describe a strategy that allows the addition of active filtering functionality to a wind energy conversion system with doubly-fed induction generator connected to a distorted voltage grid. The active filtering is performed through an algorithm that uses the mathematical formulation of the instantaneous power theory to generate control references applied to the current control loop in the grid side converter. The wind energy conversion system that uses the instantaneous power theory to mitigate harmonic currents, allows to improve the quality of electrical energy in electrical systems, where non-linear loads are connected simultaneously with the generation of electricity at different points of operation. We present the active and reactive power control of the GIRB, performed through the orientation technique of the vector magnetic flux of the stator. The simulation results confirm the possibility of adding the active filtering function in GIRB wind systems using the instantaneous power theory, reducing the THD of the electric current in the grid to less than 5% with the system connected in a bus with the distorted voltage.

Resumo: Neste artigo descrevemos uma estratégia de controle que permite adicionar a funcionalidade de filtragem ativa a um sistema de geração eólica com gerador de indução duplamente alimentado conectado a uma rede de tensão distorcida. A filtragem ativa é realizada por meio de um algoritmo que utiliza a formulação matemática da teoria da potência instantânea para gerar referências de controle aplicadas à malha de controle de corrente no conversor do lado da rede. O sistema de conversão de energia eólica que utiliza a teoria de potência instantânea para mitigar as correntes harmônicas, permite melhorar a qualidade da energia elétrica em sistemas elétricos, onde cargas não lineares são conectadas simultaneamente à geração de eletricidade, em diferentes pontos de operação. Apresenta-se o controle de potência ativa e reativa do gerador de indução de rotor bobinado, realizado por meio da técnica de orientação do fluxo magnético vetorial do estator. Os resultados da simulação confirmam a possibilidade de adicionar a função de filtragem ativa em sistemas eólicos com gerador de indução de rotor bobinado utilizando a teoria da potência instantânea, reduzindo a THD da corrente elétrica na rede abaixo de 5% com o sistema conectado em um barramento com a tensão distorcida.

Keywords: Wind energy; Doubly-fed induction generator; Instantaneous power theory, Active filtering, Back-to-back converter.

Palavras-chaves: Energia eólica; gerador de indução duplamente alimentado; teoria de potência instantânea; filtragem ativa; conversor bidirecional.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de geração eólica de velocidade variável são projetados para extrair a máxima potência em diferentes velocidades do vento. Em (M. Sleiman, et al., 2013) e (F. Huerta, et al., 2017) estudaram a modelagem matemática dinâmica e o controle de sistemas com velocidade variável que empregam o gerador de indução de rotor bobinado (GIRB), conhecidos também como geradores de indução duplamente alimentado. Segundo (S. Muller, M. Deicke and R. Doncker, 2002), Os sistemas de geração eólica que operam em velocidade variável são mais vantajosos em relação aos sistemas de velocidade fixa para potências instaladas acima de 1 MW.

Na Fig. 1 está apresentado um diagrama esquemático de um sistema de geração eólica utilizando um GIRB mostrando como é feita sua conexão com a rede elétrica. Neste sistema de geração eólica, a turbina é conectada ao GIRB por meio de

uma caixa de engrenagens que fornece potência mecânica na faixa de velocidade para a qual o gerador elétrico foi projetado. Pode-se observar que é usado um conversor bidirecional que é usado para controlar a potência ativa e a potência reativa que fluem para a rede elétrica. Como a quantidade de sistemas eólicos conectados à rede elétrica cresce a cada ano, a utilização destas plantas de geração de eletricidade para desempenharem funções auxiliares de suporte aos sistemas elétricos tem motivado diversas pesquisas. Em (N. K. Swami Naidu and B. Singh, 2015), (M. T. Abolhassani, P. Enjeti and H. Toliyat, 2008), (M. Boutoubat, L. Mokrani, and M. Machmoum, 2013), (A. B. Moreira, et al., 2017), (A. Gaillard, P. Poure, and S. Saadate, 2008), (A. Ejlali and D. Arab Khaburi, 2014), (G. Todeschini and A. E. Emanuel, 2010) foram estudados métodos para adicionar aos sistemas eólicos, com GIRB, funcionalidades que permitam auxiliar na melhoria de índices relacionados à qualidade da energia

elétrica, tais como: compensação de potência reativa e compensação de correntes harmônicas.

A compensação de correntes harmônicas pode ser realizada através do uso dos chamados filtros de potência, que podem ser passivos, ativos e híbridos (H. K. M. Paredes et al., 2012). Dentre as diversas topologias apresentadas em (J. Crepaldi, M. M. Amoroso and O. H. Ando Junior, 2018) a filtragem ativa paralela utilizando conversores eletrônicos de potência utiliza a mesma topologia de conversores empregados no controle da potência ativa fornecida por aerogeradores.

Nos últimos anos, foram dadas várias contribuições, no que diz respeito a estratégias de compensação de correntes harmônicas. A teoria de potência instantânea p-q (H. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes, 2007) e a teoria de potência conservativa (CPT – *Conservative Power Theory*) (P. Tenti, H. K. M. Paredes, P. Mattavelli, 2011), duas dentre as várias teorias de potência que são utilizadas para medição e compensação de distúrbios de energia elétrica merecem destaque, por causa da quantidade de publicações e trabalhos de pesquisa que foram desenvolvidos utilizando estas abordagens. Em (E. H. Watanabe, H. Akagi and M. Aredes, 2008) e em (L. F. Penello and E. H. Watanabe, 2008) são apresentadas técnicas de compensação de correntes harmônicas baseada na teoria p-q. Em (C. V. Suru, et al., 2014) e em (V. S. R. V. Oruganti, et al., 2017) foi aplicada a CPT em um filtro ativo de potência paralelo.

O estudo da conexão de sistemas de geração eólica à redes elétricas com tensão distorcida iniciou-se (C. J. Ramos, A. P. Martins and A. S. Carvalho, 2007), onde o objetivo do estudo foi o de verificar um mecanismo de controle que mesmo diante das distorções harmônicas na tensão tornasse possível entregar corrente elétrica com baixa distorção harmônica. Em (F. K. Moghaddam and S. Farhangi, 2015) é apresentado um estudo sobre a aplicação da teoria de potência instantânea em um sistema de geração eólica isolado com GIRB para compensação do comportamento de cargas não-lineares e desbalanceadas.

S. Farhangi, 2015) é apresentada uma aplicação da função de filtragem ativa ao conversor do lado da rede (CLR) de um sistema de geração eólica com GIRB conectado em um barramento com tensão distorcida, com o intuito de compensar correntes harmônicas drenadas por cargas não-lineares. Seguindo as recomendações da norma 519 do IEEE (*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, 2014*), os limites de THD (*Total Harmonic Distortion*) em sistemas de transmissão devem ser menores que 5%. Os resultados de simulação obtidos mostram que sistemas de geração eólica de velocidade variável podem ser configurados com a função de filtragem ativa utilizando a teoria pq e possibilitam compensar correntes harmônicas na rede elétrica com a presença de cargas não-lineares, de modo que a corrente elétrica na rede elétrica apresente THD menor do que os 5% recomendados pela norma 519 do IEEE.

2. CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA DO GERADOR DE INDUÇÃO DE ROTOR BOBINADO

2.1 Modelagem matemática dinâmica

O controle do gerador de indução de rotor bobinado é realizado a partir da sua modelagem matemática dinâmica, que para os fins deste trabalho foi obtida por meio da descrição dos circuitos trifásicos do estator e do rotor em coordenadas síncronas como é definido em (E. Bim, 2014):

$$v_{ds} = \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_e \psi_{qs} + r_s i_{ds} \quad (1)$$

$$v_{qs} = \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_e \psi_{ds} + r_s i_{qs} \quad (2)$$

$$v'_{dr} = \frac{d\psi'_{dr}}{dt} - (\omega_e - \omega_r) \psi'_{qr} + r'_r i'_{dr} \quad (3)$$

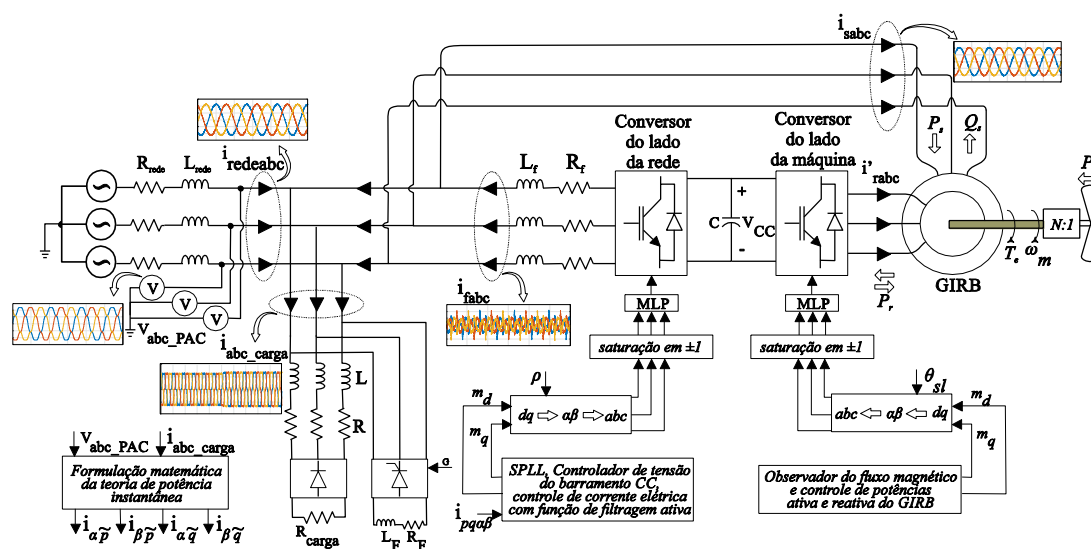


Fig. 1 Diagrama esquemático de um sistema eólico com função filtragem ativa utilizando a teoria pq

Neste trabalho, diferentemente de (C. J. Ramos, A. P. Martins and A. S. Carvalho, 2007) e (F. K. Moghaddam and

$$v'_{qr} = \frac{d\psi'_{qr}}{dt} + (\omega_e - \omega_r) \psi'_{dr} + r'_r i'_{qr} \quad (4)$$

$$\psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} \quad (5)$$

$$\psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \quad (6)$$

$$\psi'_{dr} = L_r i'_{dr} + L_m i_{ds} \quad (7)$$

$$\psi'_{qr} = L_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \quad (8)$$

$$T_e = 1.5 \frac{p}{2} L_m (i'_{dr} i_{qs} - i'_{qr} i_{ds}) \quad (9)$$

$$\omega_r = p \omega_m \quad (10)$$

onde v_{ds} , v_{qs} representam as tensões no estator; v'_{dr} , v'_{qr} representam as tensões no rotor; r_s , r'_r são as resistências elétricas dos enrolamentos de estator e de rotor por fase; i_{ds} , i_{qs} representam as correntes elétricas no estator em coordenadas dq; i'_{dr} , i'_{qr} representam as correntes elétricas no rotor em coordenadas dq; ψ_{ds} , ψ_{qs} , representam as componentes do fluxo magnético no estator em coordenadas dq; ψ'_{dr} , ψ'_{qr} representam as componentes do fluxo magnético rotor em coordenadas dq; L_s e L_r são as indutâncias próprias dos enrolamentos de estator, rotor; L_m representa a indutância de magnetização por fase; ω_e e ω_r são as velocidades angular síncrona e do rotor; T_e é o torque eletromagnético desenvolvido pelo gerador elétrico e p é o número de pares de polos.

O comportamento dinâmico da parte mecânica do sistema eólico é expresso por:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - F\omega_m) \quad (11)$$

onde H é o momento de inércia combinado do rotor e da turbina; F é o coeficiente de atrito viscoso combinado do rotor e da turbina e T_m é o torque mecânico entregue pela turbina.

Utilizando-se o conceito de orientação do vetor fluxo magnético do estator (E. Bim, 2014) obtêm-se:

$$\psi_{ds} = |\psi_s| \quad (12)$$

$$\psi_{qs} = 0 \quad (13)$$

Para calcular as componentes de eixo direto e em quadratura da corrente elétrica do estator substituem-se (12) e (13) em (5) e (6), resultando em:

$$i_{ds} = \frac{|\psi_s|}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i'_{dr} \quad (14)$$

$$i_{qs} = -\frac{L_m}{L_s} i'_{qr} \quad (15)$$

As potências ativa e reativa do estator podem ser obtidas a partir de:

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (16)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (17)$$

Considerando-se que o sistema eólico com GIRB esteja conectado a um barramento que garante as tensões no ponto de acoplamento comum equilibradas, admiti-se que o fluxo magnético de estator é constante. Assumindo-se que $r_s=0$, pois trata-se de um gerador elétrico de grande potência, e substituindo em (1) e (2), tem-se (E. Bim, 2014):

$$v_{ds} = 0 \quad (18)$$

$$v_{qs} = v_s = \omega_e |\psi_s| \quad (19)$$

Assim, as potências ativa e reativa podem ser reescritas em função das componentes da corrente elétrica do rotor de eixo em quadratura e de eixo direto:

$$P_s = -\frac{3 L_m}{2 L_s} v_s i'_{qr} \quad (20)$$

$$Q_s = \frac{3 L_m}{2 L_s} v_s \left(\frac{v_s}{\omega_e L_m} - i'_{dr} \right) \quad (21)$$

Desta forma, para gerar as referências das correntes de eixos em quadratura e direto em função das referências de potências manipula-se algebricamente as equações (20) e (21), obtendo-se (22) e (23):

$$i'_{qrref} = -\frac{2}{3} \left(\frac{L_s P_{sref}}{L_m V_s} \right) \quad (22)$$

$$i'_{drref} = \frac{V_s}{L_m \omega_e} - \frac{2 L_s Q_{sref}}{3 L_m V_s} \quad (23)$$

3. FUNÇÃO FILTRAGEM ATIVA NO CLR UTILIZANDO A TEORIA PQ

A formulação matemática da teoria pq é baseada na transformada de Clarke e está descrita em (A. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes, 2017). A teoria p-q é baseada em um conjunto de potências instantâneas definidas no domínio do tempo e pode ser utilizada em sistemas trifásicos a 3 ou a 4 fios. Medindo-se as tensões de fase de um sistema trifásico a 3 fios obtém-se a equação (24).

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (24)$$

De maneira análoga, é possível realizar a transformada para as correntes elétricas de linha.

A teoria pq descreve as propriedades de potência de sistemas trifásicos por meio de três componentes de potência instantânea: a potência instantânea real p, a potência instantânea imaginária q, e a potência instantânea de sequência zero p_0 .

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (25)$$

A potência instantânea tradicional (em watts) resulta da soma de p e p_0 .

$$p + p_0 = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta + v_0 i_0 = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (26)$$

Na teoria pq existe o conceito da potência instantânea imaginária q, sua medida é expressa em volt-ampère-imaginário (vai), definida como:

$$q = v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta \quad (27)$$

Considerando as duas potências instantâneas p e q, as correntes ortogonais i_α e i_β podem ser decompostas em correntes ativas instantâneas nos eixos α e β e correntes reativas instantâneas nos eixos α e β .

$$i_{\alpha p} = \frac{v_\alpha}{v_{\alpha\beta}^2} p \quad (28)$$

$$i_{\beta p} = \frac{v_\beta}{v_{\alpha\beta}^2} p \quad (29)$$

$$i_{aq} = \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha\beta}^2} q \quad (30)$$

$$i_{\beta q} = \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha\beta}^2} q \quad (31)$$

$$v_{\alpha\beta}^2 = v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2 \quad (32)$$

Utilizando a transformada inversa de Clarke, calculam-se as componentes de corrente instantânea de sequência zero, ativa e reativa, como está apresentado nas equações (33)-(36).

Correntes instantâneas de sequência zero:

$$\begin{bmatrix} i_{a0} \\ i_{b0} \\ i_{c0} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} i_0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (33)$$

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (34)$$

Correntes instantâneas parcela ativa:

$$\begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} 0 \\ i_{ap} \\ i_{\beta p} \end{bmatrix} \quad (35)$$

Correntes instantâneas parcela reativa:

$$\begin{bmatrix} i_{aq} \\ i_{bq} \\ i_{cq} \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} 0 \\ i_{aq} \\ i_{\beta q} \end{bmatrix} \quad (36)$$

Portanto, as correntes trifásicas instantâneas (a, b e c) para a abordagem desta teoria é decomposta como segue:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{a0} \\ i_{b0} \\ i_{c0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{aq} \\ i_{bq} \\ i_{cq} \end{bmatrix} \quad (37)$$

E assim, decompõe-se a potência instantânea real p, a potência instantânea imaginária q, e a potência instantânea de sequência zero p₀ em valores médios e oscilantes da seguinte maneira:

$$p_0 = \bar{p}_0 + \tilde{p}_0 \quad (38)$$

$$p = \bar{p} + \tilde{p} \quad (39)$$

$$q = \bar{q} + \tilde{q} \quad (40)$$

Onde a barra identifica o valor médio e o til indica o valor oscilante.

Consequentemente, a corrente instantânea ativa pode ser decomposta em componente média e componente oscilatória como segue em (41) e (42):

$$i_{ap} = \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \bar{p} + \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \tilde{p} = i_{\alpha\bar{p}} + i_{\alpha\tilde{p}} \quad (41)$$

$$i_{\beta p} = \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \bar{p} + \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \tilde{p} = i_{\beta\bar{p}} + i_{\beta\tilde{p}} \quad (42)$$

De maneira análoga, calculam-se as componentes de corrente alpha e beta reativas q.

Utilizando a transformada inversa de Clarke resulta em (43):

$$\begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} 0 \\ i_{\alpha\bar{p}} \\ i_{\beta\bar{p}} \end{bmatrix} + C \begin{bmatrix} 0 \\ i_{\alpha\tilde{p}} \\ i_{\beta\tilde{p}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{\alpha\bar{p}} \\ i_{\beta\bar{p}} \\ i_{c\bar{p}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha\tilde{p}} \\ i_{\beta\tilde{p}} \\ i_{c\tilde{p}} \end{bmatrix} \quad (43)$$

De maneira análoga, calculam-se as componentes de corrente abc em q.

E assim tem-se que:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{a0} \\ i_{b0} \\ i_{c0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha\bar{p}} \\ i_{\beta\bar{p}} \\ i_{c\bar{p}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha\tilde{p}} \\ i_{\beta\tilde{p}} \\ i_{c\tilde{p}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha\bar{q}} \\ i_{\beta\bar{q}} \\ i_{c\bar{q}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha\tilde{q}} \\ i_{\beta\tilde{q}} \\ i_{c\tilde{q}} \end{bmatrix} \quad (44)$$

Utilizando-se as equações (24)-(44), foi elaborado um algoritmo de geração de referências conforme apresentado na Fig. 2 (a). O bloco DSC (*Delay signal cancellation*) (E. J. Bueno, F. J. Rodríguez, F. Espinosa, S. Cobreces, 2005) tem a função de separar a componente de sequência positiva da tensão medida no PAC e foi aplicado tanto no PLL, quanto no mecanismo de medição da teoria de potência instantânea. Na Fig. 2 (b) é ilustrado como foi realizado o acréscimo da função de filtragem ativa à malha de controle de corrente do CLR (Yazdani, R. Irvani, 2010).

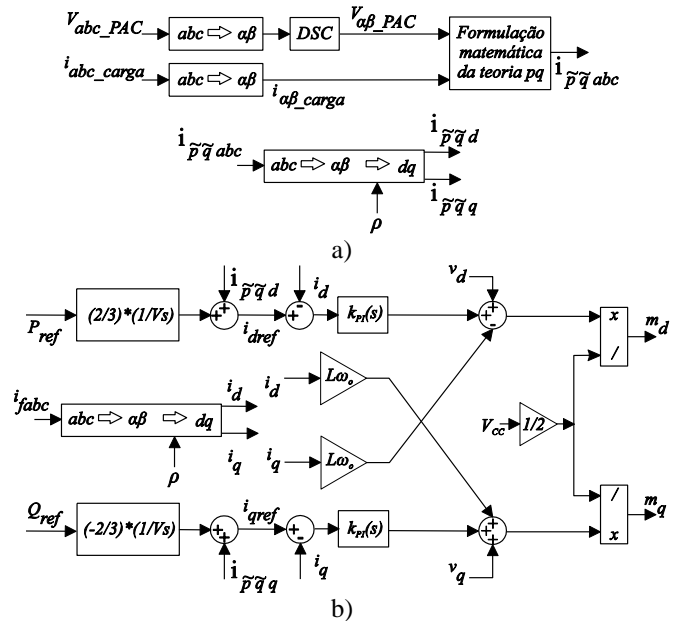


Fig. 2 Diagrama esquemático (a) gerador de referências utilizando a teoria pq (b) da malha de controle de corrente do conversor conectado à rede elétrica com a função de filtragem ativa.

4. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

O sistema eólico representado na Fig. 1 foi simulado usando componentes das bibliotecas da extensão Simulink do software MATLAB. Os parâmetros e grandezas do gerador eólico são apresentados na Tabela I.

O estator do GIRB é conectado diretamente ao PAC cuja tensão está distorcida por componentes de 5ª e 7ª ordens,

enquanto o rotor do GIRB é conectado a um conversor eletrônico de potência CA/CC/CA, que por sua vez é conectado ao PAC utilizando-se um filtro indutivo, cujos parâmetros são indicados na Tabela II.

Com o intuito de representar cargas não-lineares que geram correntes elétricas com alto THD (*Total Harmonic Distortion*) foi conectado junto ao PAC um conjunto retificadores trifásicos não controlados e um conversor trifásico controlado por fase com parâmetros apresentados na Tabela III e Tabela IV, respectivamente.

O índice mais comumente utilizado para verificar-se o nível de distorção para a corrente elétrica é o THD (Total Harmonic Distortion) descrito na equação (IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, 2014).

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N I_n^2}}{I_1} \quad (45)$$

onde I_n representa as n componentes harmônicas da corrente elétrica, N é o valor máximo da ordem das componentes harmônicas e I_1 é o valor eficaz da componente fundamental.

A corrente elétrica medida no conjunto de cargas não-lineares está mostrada na Fig. 3, sendo que o conversor trifásico controlado por fase é conectado à rede elétrica em 8,5s. O estudo do espectro das frequências da FFT da corrente elétrica medida no conjunto de cargas indica a presença de componentes harmônicas ímpares múltiplas da frequência fundamental (300Hz, 420Hz, 660Hz e 780Hz) e a THD desta corrente elétrica é de 17.44% antes da conexão do conversor trifásico controlado por fase e de 14.03% após a conexão deste no ponto de acoplamento comum.

TABELA I GRANDEZAS E PARÂMETROS DO SISTEMA EÓLICO		
Grandezas e Parâmetros	Valores	Unidades
Potência nominal	1.5	[MW]
Tensão nominal do estator	575	[V]
Frequência da rede e do GIRB	60	[Hz]
Resistência do estator	1.4	[mΩ]
Resistência do rotor	0.99	[mΩ]
L _s	89.98	[μH]
L _r	82.08	[μH]
L _m	1.526	[mH]
Número de pólos	6	-
Frequência de chaveamento	15	[kHz]

O comportamento da tensão medida no barramento CC pode ser visualizado na Fig. 4, juntamente com o valor de referência. A malha de controle é acionada quando a tensão atinge o valor de pré-carga de 824V e segue a referência em rampa que está configurada para o valor máximo de 1200V.

TABELA II PARÂMETROS DO FILTRO E DO CAPACITOR DO ELO CC		
Parâmetros	Valores	Unidades
Indutância do filtro L _f	525	[μH]
Resistência do filtro L _f	19	[mΩ]
Indutância de rede L _{rede}	2.85	[μH]

Resistência de rede R _{rede}	0.01	[mΩ]
Capacitância do elo CC	10	[mF]

TABELA III
PARÂMETROS DOS CONVERSORES NÃO-CONTROLADOS TRIFÁSICOS

Parâmetros	Valores	Unidades
Indutância de entrada L	0.5	[mH]
Resistência de entrada R	1	[Ω]
Resistência da carga R _{carga}	8	[Ω]

TABELA IV
PARÂMETROS DO CONVERSOR TRIFÁSICO CONTROLADO POR FASE

Parâmetros	Valores	Unidades
Indutância de carga L	20	[mH]
Resistência da carga R _{carga}	10	[Ω]
Ângulo de disparo	40°	[-]

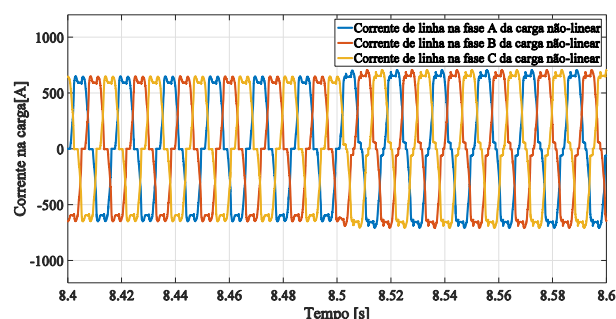


Fig. 3. Corrente elétrica medida no conjunto de cargas

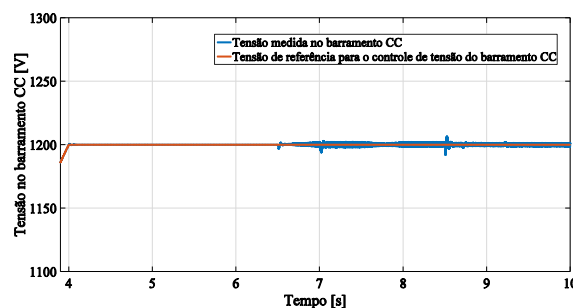


Fig. 4. Tensão no elo de corrente contínua

A magnetização do GIRB é realizada com a conexão dos terminais do estator à rede elétrica. Assim toda a potência reativa que o gerador elétrico precisa é fornecido pela rede elétrica tal como apresentado na Fig. 6. Como pode ser observado na Fig. 7 no intervalo de tempo de 6,5 s a 7 s aplica-se uma rampa de potência ativa, promovendo o aumento no valor eficaz da corrente elétrica medida no estator do GIRB de acordo com a Fig. 5. Em seguida, com a redução da velocidade do vento e conseqüente redução da potência mecânica, a potência elétrica entregue pelo GIRB também se reduz.

O controle de potência ativa é realizado indiretamente através do controle da corrente de eixo em quadratura, para isso se utiliza a equação 22. A potência ativa foi ajustada como mostrado na Fig. 7.

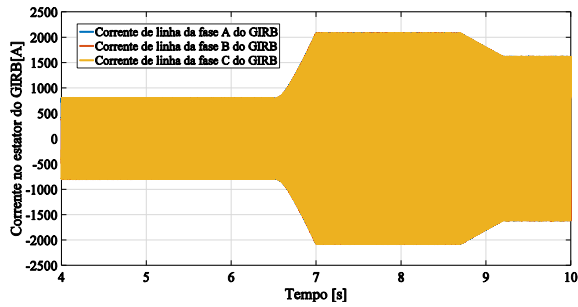


Fig. 5. Corrente elétrica no estator do GIRB

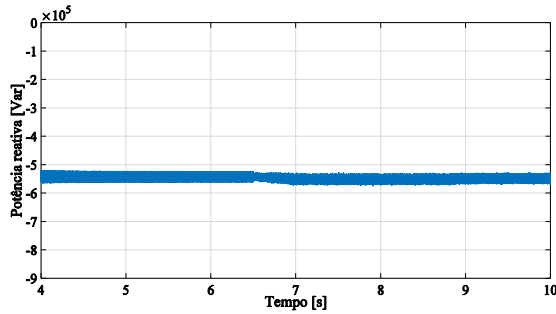


Fig. 6. Potência reativa consumida pelo GIRB

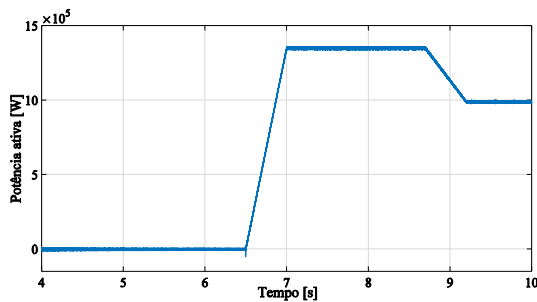


Fig. 7. Potência ativa fornecida pelo GIRB

A análise da corrente elétrica na rede elétrica é feita em quatro diferentes intervalos, em que foram avaliados 4 ciclos de 60 Hz.

A corrente elétrica vista pela rede é dada pela soma fasorial da corrente elétrica consumida pelo conjunto de cargas não-lineares, da corrente elétrica consumida ou fornecida pelo GIRB e pela corrente elétrica consumida ou fornecida pelo CLR.

No instante de tempo igual a 6 s, a inicialização do sistema eólico já está completa. Isso significa que a tensão no barramento CC atinge o seu valor de regime permanente, ou seja, 1200 V e o entreferro do GIRB está magnetizado, como pode ser visto nas Fig. 4 e 5. A corrente elétrica apresentada na Fig. 8 é distorcida, principalmente por causa da corrente elétrica drenada pelo conjunto de cargas não-lineares. A THD da corrente elétrica é 9,97% e o espectro de frequências contém componentes de 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordens, na Fig. 9.

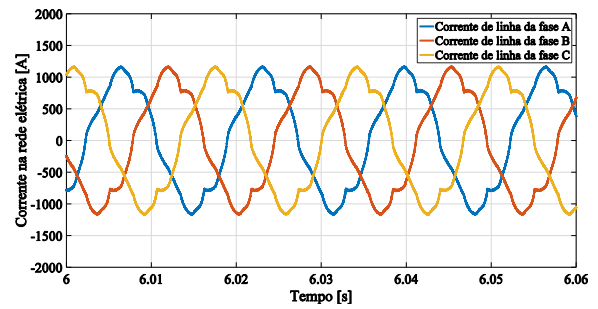


Figura 8. Corrente elétrica na rede antes da injeção de potência ativa pelo sistema eólico e sem filtragem ativa

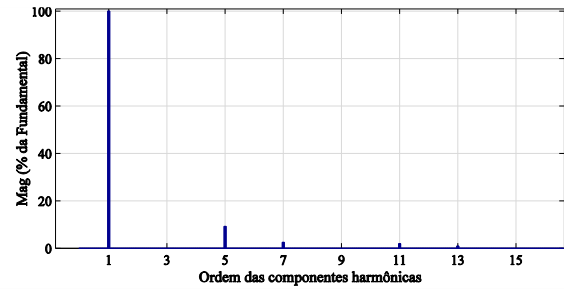


Fig. 9. Espectro de frequência da corrente elétrica na rede antes da injeção de potência ativa e sem filtragem ativa

Com o sistema eólico inicializado é realizado o fornecimento de potência ativa para a rede elétrica. Para tanto, aplicou-se uma rampa de referência de potência ativa que em 7 s atingiu seu valor máximo de 1,35 MW. Com o sistema eólico fornecendo potência ativa para a rede elétrica, parte da energia elétrica consumida pelo conjunto de cargas não-lineares é fornecida pelo sistema eólico. A corrente elétrica na rede para este intervalo está mostrada na Fig. 10, permanecendo distorcida e com THD de 6.52%. O espectro de frequências é mostrado na Fig. 11 e verifica-se a presença das componentes de 5^a, 7^a, 11^a e 13^a.

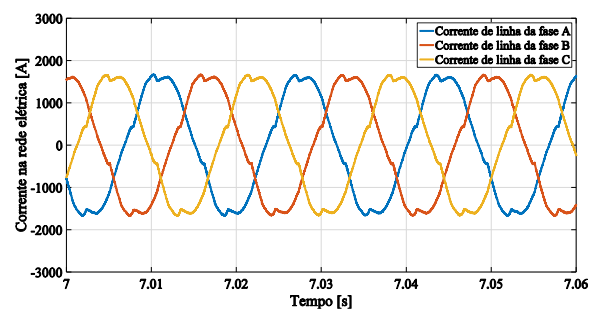


Fig. 10. Corrente elétrica na rede com fornecimento de potência ativa pelo sistema eólico e sem filtragem ativa

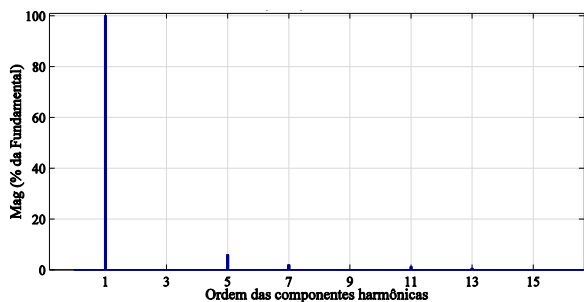


Fig. 11. Espectro de frequência da corrente elétrica na rede com fornecimento de potência ativa e sem filtragem ativa

Em 8 s, o sistema eólico fornece potência ativa para a rede, e a função de filtragem ativa a partir da malha de controle do CLR é acionada. Na Fig. 12 observa-se a corrente elétrica na rede após a filtragem ativa. Como pode ser visto na Fig. 12, a forma de onda da corrente elétrica é quase perfeitamente senoidal, apresentando baixa distorção. A compensação das componentes harmônicas usando a metodologia proposta é confirmada analisando-se o espectro das frequências na Fig. 13, na qual verifica-se a redução da influência das componentes de 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordens na composição da corrente na rede elétrica, sendo a THD da corrente elétrica de 0,82%.

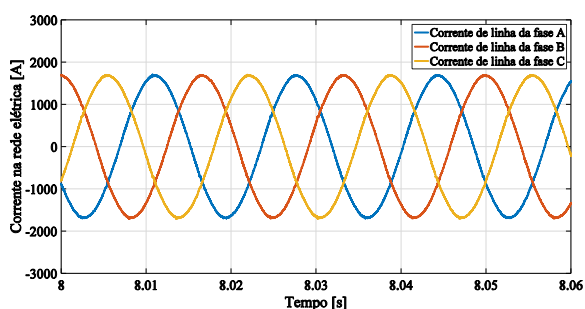


Fig. 12. Corrente elétrica na rede com fornecimento de potência ativa pelo sistema eólico e com filtragem ativa

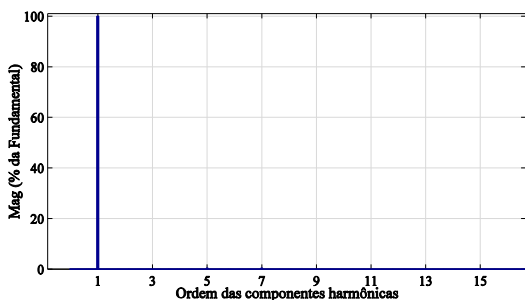


Fig. 13. Espectro de frequência da corrente elétrica na rede com fornecimento de potência ativa e com filtragem ativa

Em 9,2 s, simulou-se a desaceleração à velocidade subsíncrona do GIRB e conseqüentemente o sistema eólico reduz o fornecimento de potência ativa para a rede elétrica para 0,99 MW. Isto mostra que para diferentes pontos de operação em uma situação dinâmica é possível manter acionado o controle

de potência ativa do sistema eólico em conjunto com a função de filtragem ativa.

Na Fig. 14 está apresentada a corrente na rede elétrica para a situação na qual o sistema eólico opera na velocidade subsíncrona e atua como um filtro ativo, compensando as componentes harmônicas vistas pela rede elétrica. Neste caso, a THD foi de 1,36% como pode ser visto no espectro apresentado na Fig. 15.

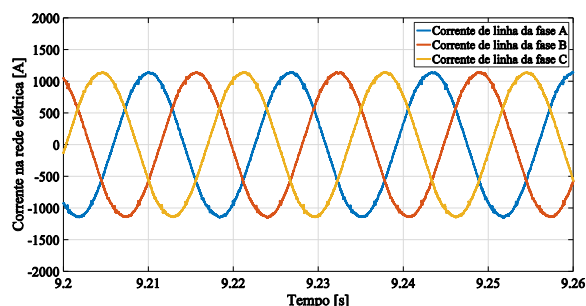


Fig. 14. Corrente elétrica na rede sem fornecimento de potência ativa pelo sistema eólico e com filtragem ativa

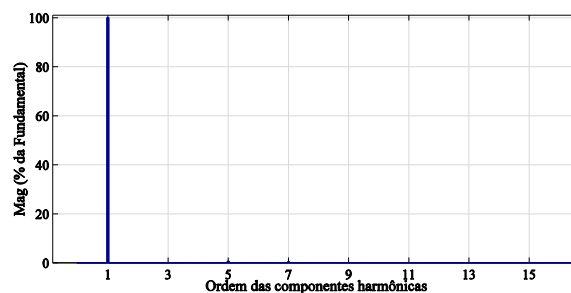


Fig. 15. Espectro de frequência da corrente elétrica na rede sem fornecimento de potência ativa e com filtragem ativa

5. CONCLUSÕES

Uma estratégia que permite adicionar a função de filtragem ativa em um sistema eólico com GIRB foi proposta utilizando a teoria de potência instantânea pq. Para tanto, foi realizada a modelagem matemática dinâmica do gerador elétrico, do filtro indutivo de conexão do CLR com a rede elétrica e do barramento de corrente contínua. A função de filtragem ativa foi implementada a partir da formulação matemática da teoria de potência instantânea, a qual permite obter as referências que são adicionadas a malha de controle do conversor conectado à rede e tornam possível compensar as componentes harmônicas presentes nas cargas não-lineares.

A aplicação da função denominada *DSC (Delay signal cancellation)* tanto no PLL, quanto no mecanismo de medição da teoria de potência instantânea, permitiu a separação da sequência positiva da tensão distorcida da rede elétrica. Concluiu-se através dos resultados que esta modificação no algoritmo da teoria de potência instantânea possibilitou uma operação satisfatória para o uso do sistema de geração eólica com filtragem ativa conectado em um barramento com a tensão distorcida.

Verificou-se que é possível entregar à rede elétrica corrente elétrica com baixa distorção mesmo com o estator conectado

ao PAC com tensão distorcida. E com a aplicação da função de filtragem ativa no CLR de maneira simultânea com a geração de eletricidade melhorou-se o índice THD da corrente elétrica vista pelo sistema elétrico.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo dom da vida, ao meu orientador Ernesto Ruppert Filho e aos meus colegas de laboratório pelo apoio e incentivo. Ao CNPq pelo apoio financeiro ao Projeto 402983/2021-1.

REFERÊNCIAS

- A. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes, "Instantaneous power theory and applications to power conditioning", WILEY IEEE, 2017.
- A. B. Moreira, et al., "Power control for wind power generation and current harmonic filtering with doubly fed induction generator", *Renewable Energy*, vol. 107, pp. 181–193, 2017.
- A. Ejlali and D. Arab Khaburi, "Power quality improvement using nonlinear compensation capability of variable speed DFIG based on DPC-SVM method", in *Proc. 5th Power Electron. Drive Syst. Technol. Conf.(PEDSTC), 2014*
- A. Gaillard, P. Poure, and S. Saadate, "Active filtering capability of WECS with DFIG for grid power quality improvement", in *Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron.* Jun. 2008.
- A. S. Bubshait, et al., "Power Quality Enhancement for a grid connected wind turbine energy system", in *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2017.
- A. Yazdani, R. Iravani, "Voltage-Source Converters in Power Systems - Modeling, Control, and Applications", WILEY IEEE, 2010.
- C. J. Ramos, A. P. Martins and A. S. Carvalho, "Rotor Current Controller with voltage harmonics compensation for a DFIG operating under unbalanced and distorted stator voltage". Annual Conference of the IEEE Industrial Electronic Society, 2007, Taiwan
- C. M. Ong, "Dynamic Simulation of Electric Machinery: Using Matlab/Simulink". Prentice Hall PTR.
- C. V. Suru, et al., "Conservative Power Theory application in active power filtering under asymmetric voltage", International Conference OPTIM, 2014.
- E. Bim, "Máquinas Elétricas e Acionamento", 3^a ed., Rio de Janeiro/2014.
- E. H. Watanabe, H. Akagi and M. Aredes, "Instantaneous p - q Power Theory for Compensating Nonsinusoidal Systems", IEEE International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation, Poland, 2008.
- E. J. Bueno, F. J. Rodríguez, F. Espinosa, S. Cobrecas, "SPLL design to flux oriented of a VSC interface for wind power applications", IEEE, 2005.
- F. Huerta, et al., "Real-Time Power-Hardware-in-the-loop implementation of variable-speed wind turbines," in *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 64, n^o 3, março de 2017.
- F. K. Moghaddam and S. Farhangi, "Improvement of the stand-alone DFIG performance feeding nonlinear and unbalanced loads using active and reactive power theory," 2015 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON), Johor Bahru, 2015, pp. 128-133.
- G. Abad, J. Lopez, M. Rodriguez, L. Marroyo, G. Iwanski, "Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation", ed. Wiley, 2011.
- G. Figueiredo, et al., "Control of a DFIG in a wind power system connected to a four-wire grid with power conditioning functionalities", IECON, 2016.
- G. Todeschini and A. E. Emanuel, "Wind energy conversion system as an active filter: Design and comparison of three control systems", *IET Renew. Power Gener.*, vol. 4, n^o 4, Jul, 2010.
- H. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes, "Instantaneous Power Theory and Applications to power conditioning", IEEE Press, 2007.
- H. K. M. Paredes et al., "Compensação ativa paralela baseada na teoria de potência conservativa", *Eletrôn Potên.*, vol. 17, n^o 1, Fev., 2012.
- <http://www.abeeolica.org.br/> Data do acesso: 22/03/2022.
- IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Std. 519-2014, 2014.
- J. Crepaldi, M. M. Amoroso and O. H. Ando Junior, "Analysis of the Topologies of Power Filters Applied in Distributed Generation Units - Review", IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 16, NO. 7, JULY 2018.
- L. F. Penello and E. H. Watanabe, "Filtro Ativo de Potência tipo shunt com, seleção da potência a ser compensada", IEEE International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation, Poland, 2008.
- M. Boutoubat, L. Mokrani, and M. Machmoum, "Control of a wind energy conversion system equipped by a DFIG for active power generation and power quality improvement", *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 378–386, Feb. 2013.
- M. Sleiman, et al., "Modeling, Control and Simulation of DFIG for maximum power point tracking," in *ASCC 2013 - 9th Asian Control Conference*.
- M. T. Abolhassani, P. Enjeti and H. Toliyat, "Integrated doubly fed electric alternator/active filter (IDEA), a viable power quality solution, for wind energy conversion systems", *IEEE Transactions Energy Conversion*, vol. 23, n^o 2, Jun 2008.
- N. K. Swami Naidu and B. Singh, "Doubly fed induction for energy conversion systems with integrated active filter capabilities", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, no. 4, pp. 1551–3203, Abril, 2015.
- P. Tenti, H. K. M. Paredes, P. Mattavelli, "Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, n^o 3, Mar/2011.
- S. Muller, M. Deicke and R. Doncker, "Doubly fed induction generator systems for wind turbines", *IEEE Industrial Applications Magazine*, 2002.
- V. S. R. V. Oruganti, et al., "Real-time control of hybrid active power filter using conservative power theory in industrial power system", *IET Power Electronics*, vol. 10 2017.