

Modelo simplificado de uma turbina eólica a gerador síncrono de ímãs permanentes para estudos de harmônicas e inter-harmônicas

Pedro H. F. Moraes*/**. Alex Reis**
Anésio L. F. Filho**. João P. J. Oliveira**

*Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Valparaíso de Goiás, GO 72876-601
Brasil (Tel: +5564999499220; e-mail: pedro.moraes@ifg.edu.br).

**Universidade de Brasília, Brasília, DF 70910-900
Brasil (e-mail: reialex@gmail.com; leles@ene.unb.br; joaoolive@gmail.com)

Resumo: Os modelos detalhados (DM) de turbinas eólicas (WT) demandam um elevado número de variáveis e equações e, conseqüentemente, grandes esforços computacionais, o que estimula a utilização de modelos simplificados (SM). Contudo, tais SM são dedicados principalmente a estudos de estabilidade transitória, de forma que não foram encontrados SM dedicados a avaliações de distorções harmônicas e inter-harmônicas (H/IH). Neste sentido, este trabalho tem como objetivo apresentar e avaliar o desempenho de um SM de uma WT a gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) e conversor back-to-back para análises que envolvem H/IH de corrente. Inicialmente, um estudo de caso é realizado para validar o SM por meio do DM. Em seguida, as correntes *true*-RMS, as distorções harmônicas e inter-harmônicas totais e os espectros harmônicos são comparados. A avaliação resultante entre DM e SM culminou em diferenças significativamente pequenas e uma redução de 55,60% no tempo de processamento. Isso ratifica a adequação do uso do SM para estudos de H/IH.

Palavras-chaves: modelagem; turbina eólica; PMSG; conversores de potência; distorções harmônicas.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica têm passado, nas últimas décadas, por uma grande quebra de paradigma e modernização, as quais estão associadas aos diversos avanços tecnológicos e preocupações com as mudanças climáticas, eficiência energética e sustentabilidade, segurança de suprimento, entre outros. Um aspecto de destaque se refere à integração de fontes renováveis de energia às redes elétricas, as quais têm proporcionado uma diversificação das matrizes energéticas em diversos países e incitado alterações na gestão, regulação, planejamento e operação (Liang, 2017).

Um aspecto meritório de destaque está vinculado com a interligação de parques eólicos. Segundo a (ABEEólica, 2019), recentes dados apontam que a capacidade de geração eólica instalada no Brasil atingiu cerca de 15,8 GW, associado a um crescimento de aproximadamente 8% em relação ao ano anterior. De fato, a integração destas fontes de energia às redes elétricas pressupõe o atendimento a diversos requisitos e procedimentos, os quais se encontram estabelecidos em documentos, normas específicas ou ainda em códigos de rede de cada país. Dentre outros quesitos, tais documentos contemplam questões atreladas com a operação em condições anormais de frequência e tensão, controles de potência ativa e reativa, impactos sobre os indicadores de distorções harmônicas e interharmônicas, flutuação de tensão e, por fim, a suportabilidade dos aerogeradores quanto a afundamentos de tensão (Saqib and Saleem, 2015).

Em função dos fatos anteriores, surge a necessidade do desenvolvimento e validação de modelos e ferramentas

computacionais que permitam simular a conexão destas novas fontes de energia, tendo por objetivo a caracterização prévia de funcionamento e, caso necessário, o projeto de ações preventivas para garantir a operação dentro dos limites admissíveis. Nesse contexto, no que tange à modelagem de elementos não lineares, os modelos podem ser classificados em dois grupos: modelos estáticos, os quais são, em sua essência, representados por elementos com características de impedância, corrente ou potência constante; e modelos dinâmicos, que utilizam representações matemáticas, via funções de transferência ou equações diferenciais, por meio das informações obtidas de fabricantes. Dentre as limitações associadas com este último grupo, encontra-se a falta de informações públicas, a grande complexidade dos circuitos eletrônicos e a dificuldade de se encontrar um modelo matemático genérico.

Segundo (Honrubia-Escribano *et al.*, 2018), há na literatura modelos detalhados (DM) de aerogeradores para estudos de transitórios eletromagnéticos (*EMT-models*), e modelos simplificados (SM). Apesar de os primeiros gerarem resultados aderentes ao comportamento físico, eles necessitam, via de regra, de um elevado número de variáveis e equações que demandam grande esforço computacional, o que dificulta a execução de simulações de grandes usinas.

Na literatura, é possível identificar trabalhos envolvendo SM de WT, sobretudo para estudos de estabilidade transitória. De fato, em (Kim, Moon and Nam, 2015), os autores propõem simplificações para as turbinas a geradores de indução duplamente alimentados (DFIG), e em (Gagnon *et al.*, 2018) para geradores síncronos com rotores bobinados (WRSG). Já

nos últimos anos, verifica-se um aumento no número de estudos associados a SM de WT com geradores síncronos de ímãs permanentes (PMSG) (Rahimi, 2017). Em relação a estudos envolvendo harmônicas e inter-harmônicas, constata-se na literatura a proposição de modelos do tipo impedância (Pereira *et al.*, 2017).

À luz destes fatos, este trabalho tem como objetivo apresentar e avaliar o desempenho de um SM de uma turbina eólica a PMSG e conversor back-to-back destinado a simular as correntes H/IH. Para tanto, inicialmente, o DM e o SM de uma WT de 2 kW são implementados no software ATP-EMTP e um estudo de caso é realizado. Com estas análises, é possível avaliar a adequação do SM aos resultados obtidos pelo DM, e, em consequência, habilitá-lo para o uso em estudos de parâmetros da qualidade da energia provenientes dos chaveamentos eletrônicos em parques eólicos.

2. MODELO DETALHADO E MODELO SIMPLIFICADO

Nesta seção, inicialmente, é apresentado o DM da WT, juntamente com os controles. Em seguida, é exibida a proposta do SM e o equacionamento que define a redução empregada.

2.1 Configuração do Modelo Detalhado

Neste estudo, o DM é constituído de um PMSG conectado à rede por meio de um conversor back-to-back mais filtro LC. A Fig. 1 mostra a topologia do sistema eólico.

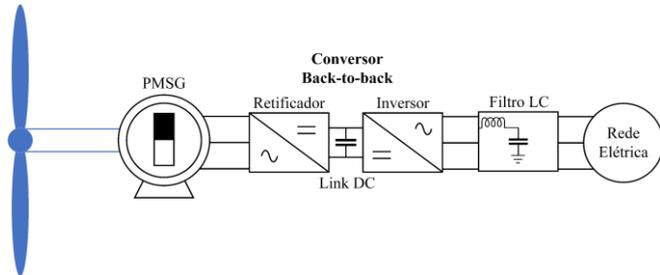


Fig. 1 Turbina eólica a PMSG.

Cabe destacar na Fig. 1 que as pás (que produzem o torque mecânico), o gerador e o controle do retificador constituem o Conversor do Lado do Rotor (RSC), enquanto que o filtro LC e o controle do inversor formam o Conversor do Lado da Rede (GSC). As próximas subseções descrevem as principais partes do DM, como o equacionamento da potência mecânica e do torque resultante da máquina, a modelagem do PMSG e os controles do RSC e do GSC.

2.1.1 Potência Mecânica e Torque Resultante

As pás das turbinas eólicas são fixadas na nacele e são responsáveis pela captação da energia proveniente nos ventos. Tal eixo pode ser acoplado ao gerador por meio de caixas de velocidade ou de forma direta, dependendo do tipo da máquina e das velocidades de operação.

A potência mecânica de uma WT e o coeficiente de performance são descritos em (1)-(4).

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p \quad (1)$$

$$C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (2)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda_{TSR} + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3)$$

$$\lambda_{TSR} = \frac{\omega_t R}{v_w} \quad (4)$$

onde P_m é a potência mecânica extraída pela turbina; ρ é a densidade do ar, A é a área de alcance das pás, v_w é a velocidade do vento; C_p é o coeficiente de performance da turbina; β é o *blade pitch angle*; λ_{TSR} é o *tip speed ratio* e o R é raio da circunferência das pás.

Neste estudo, os controles associados ao λ_{TSR} e ao β não são implementados no DM. Na entrada do PMSG, o torque resultante é calculado pela equação swing da máquina, como descrito em (5). Durante as simulações no domínio do tempo do DM, esta equação é simulada no ATP-EMTP de forma análoga, como a corrente elétrica em um capacitor, conforme (6).

$$T_{res} = T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (5)$$

$$I_{res} = I_m - I_e = C \frac{dV_C}{dt} \quad (6)$$

onde I_{res} representa o torque resultante T_{res} ; I_m o torque mecânico T_m ; I_e o torque elétrico T_e ; C é a capacitância que equivale ao momento de inércia J ; e V_C é a tensão equivalente à frequência angular mecânica ω_m .

2.1.2 Modelo do PMSG

O modelo do PMSG emprega a transformada de Park, no intuito de representar os fluxos internos e as tensões e correntes trifásicas como grandezas no sistema de coordenadas de eixo direto (d) e em quadratura (q). A Fig. 2 exibe os circuitos representativos do PMSG no sistema referencial d-q.

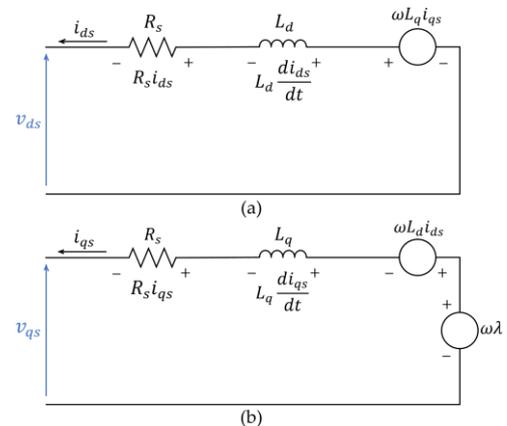


Fig. 2 Circuito do PMSG nos eixos (a) d e (b) q.

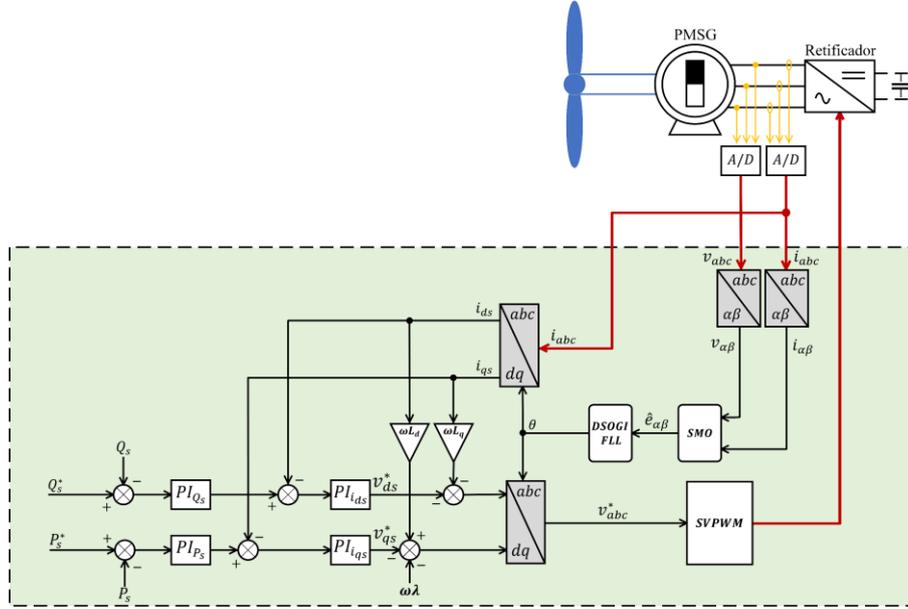


Fig. 3 Controle do RSC.

Da Fig. 2, percebe-se que, na configuração em quadratura (Fig. 2b), a fonte de tensão ($\omega L_d i_{ds}$), que representa a perda por indutância mútua, tem sinal invertido da configuração de eixo direto (Fig. 2a). Além disso, surge na Fig. 2b uma fonte de tensão extra ($\omega\lambda$) que inclui o efeito do fluxo magnético permanente, sendo inexistente na Fig. 2a, visto que a direção do eixo d é alinhada ao fluxo e, portanto, não há acoplamento magnético entre eles. Desta forma, pode-se equacionar as tensões de estator do gerador como descrito em (7) e (8).

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - L_d \frac{di_{ds}}{dt} + \omega L_q i_{qs} \quad (7)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - L_q \frac{di_{qs}}{dt} - \omega L_d i_{ds} + \omega\lambda \quad (8)$$

As potências ativa e reativa e o torque eletromagnético do PMSG são descritos respectivamente em (9)-(11).

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (9)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (10)$$

$$T_e = -\frac{3}{4} p \lambda i_{qs} \quad (11)$$

onde v_{ds} , v_{qs} , i_{ds} , i_{qs} , L_d e L_q são respectivamente as tensões, correntes e indutâncias de eixo direto e em quadratura do estator; R_s é a resistência do estator; ω é a frequência angular elétrica do gerador; λ é o fluxo magnético permanente; P_s e Q_s são as potências ativa e reativa; T_e é o torque eletromagnético, e p é o número de polos da máquina.

2.1.3 Controle do RSC

Para o controle do RSC, opta-se pela metodologia convencional com controladores PI exposta em (Li, Haskew and Xu, 2010). Esta metodologia possui duas malhas internas

de corrente (i_{ds} e i_{qs}) e duas malhas externas de potência (P_s e Q_s). A Fig. 3 apresenta o diagrama de blocos que ilustra a operação deste sistema.

Observa-se, por meio da Fig. 3, que as correntes e tensões trifásicas de estator do PMSG são medidas e submetidas à transformada de Clarke (referencial α - β). Em seguida, as grandezas elétricas convertidas em coordenadas α - β são processadas pela técnica de estimação do fluxo interno da máquina, que neste caso é a metodologia conhecida por SMO (*Sliding Mode Observer*). O equacionamento desta técnica de estimação pode ser observado em (Huang *et al.*, 2008).

As tensões internas estimadas $\hat{e}_{\alpha s}$ e $\hat{e}_{\beta s}$ são então enviadas à metodologia de estimação do ângulo e da frequência. A técnica escolhida é o DSOGI-FLL (*Dual Second-Order Generalized Integrator Frequency-Locked Loop*) (Rodríguez *et al.*, 2012), sendo aplicada tanto no RSC, quanto no GSC para a sincronização com a rede elétrica. Por meio desta técnica, encontra-se o ângulo θ do rotor e a frequência angular elétrica ω , o que possibilita a sincronização das malhas de controle com as grandezas elétricas ora medidas, sem a necessidade de um sensor.

Finalmente, obtêm-se as tensões trifásicas estimadas de estator v_{abc}^* pela transformada vetorial inversa de Park, o que permite que o SVPWM (*Space Vector Pulse Width Modulation*) produza os pulsos para as chaves eletrônicas do retificador (Holmes and Lipo, 2003). Neste trabalho, o SVPWM também é empregado no GSC, controlando os transistores do inversor.

2.1.4 Controle do GSC

O controle do inversor é responsável pela sincronização com a rede elétrica e pelo ajuste da tensão no barramento CC para o valor selecionado (Chinchilla, Arnaltes and Burgos, 2006).

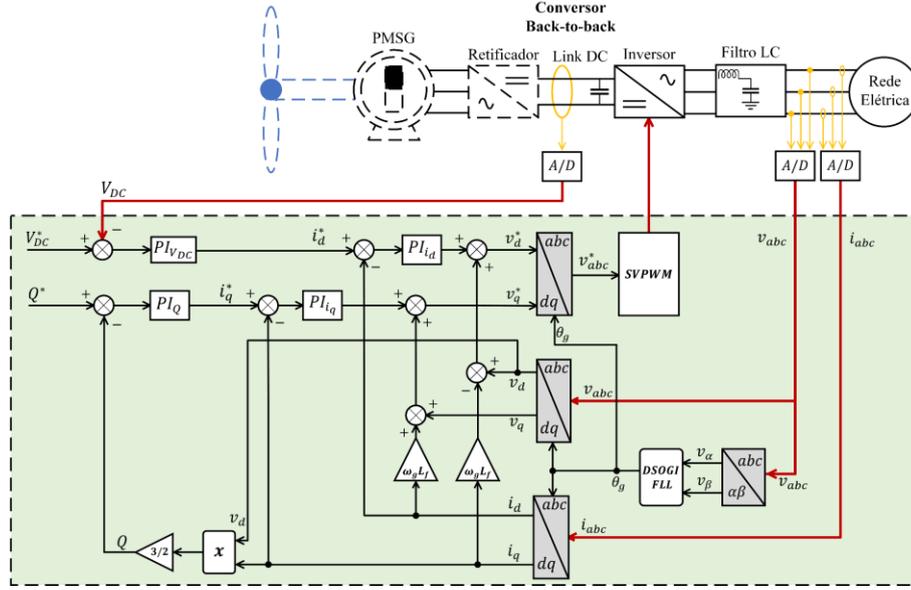


Fig. 4 Controle do GSC.

Outra função importante do GSC é a entrega de serviços ancilares, como por exemplo o controle da injeção de reativos, que mantém o fator de potência em valores aceitáveis e proporciona a regulação da tensão no ponto de acoplamento (PAC) com a rede. A Fig. 4 apresenta o diagrama de blocos que ilustra a operação do controle do GSC para este estudo.

Da Fig. 4, percebe-se que as estruturas dos controles do RSC e do GSC possuem semelhanças. Contudo, o GSC não necessita do SMO, visto que a tensão é medida diretamente do PAC, sendo submetida à transformação de Clarke e, posteriormente, enviada ao DSOGI-FLL que encontra o ângulo θ_g e a frequência angular ω_g da rede. Outra diferença com a Fig. 3 é que, apesar das malhas internas também serem de correntes (i_d e i_q), as malhas externas são de tensão V_{DC} e de potência reativa Q . Desta forma, ajustando-se a tensão V_{DC} , certifica-se de que a potência ativa gerada seja injetada à rede. Por outro lado, implementando-se a malha de Q , efetua-se o controle de reativos e a regulação da tensão do PAC. Finalmente, o SVPWM é empregado na geração dos pulsos para as chaves do inversor.

2.2 Modelo Simplificado

A proposta de simplificação do DM para estudos de correntes H/IH se baseia na substituição do PMSG e do RSC por uma fonte de corrente controlada. Esta fonte fornece potência diretamente ao barramento CC, desprezando as dinâmicas da máquina e do controle do retificador. Tal abordagem é possível devido ao total desacoplamento entre gerador e rede por meio do conversor back-to-back.

Inicialmente, pode-se simplificar as equações (9) e (10) ao se considerar que $v_{qs} = 0$, o que faz com que v_{ds} seja o próprio módulo vetorial da tensão. Com isso, obtêm-se (12) e (13).

$$P_s = \frac{3}{2} v_{ds} i_{ds} \quad (12)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2} v_{ds} i_{qs} \quad (13)$$

Define-se ainda que a fonte de corrente do modelo proposto fornece apenas potência ativa, portanto, $Q_s = 0$. A Fig. 5 ilustra as correntes de nó do barramento CC.

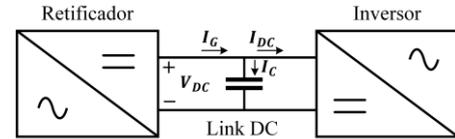


Fig. 5 Correntes no link DC.

A equação que define estas correntes é descrita em (14).

$$I_G = C \frac{dV_{DC}}{dt} + I_{DC} \quad (14)$$

onde I_G é a corrente proveniente do RSC; V_{DC} e I_C são respectivamente a tensão sobre o capacitor e a corrente que flui pelo capacitor e I_{DC} é a corrente que flui para o inversor.

Considerando-se que o controle de V_{DC} ajusta a tensão para o valor fixo selecionado e que a derivada de uma constante é zero, tem-se que $I_C = 0$ e $I_G = I_{DC}$. Além disso, com V_{DC} fixo, toda a potência ativa P_s gerada flui para o inversor, o que pode ser compreendido matematicamente por (15).

$$P_s = \frac{3}{2} v_{ds} i_{ds} = V_{DC} I_{DC} \quad (15)$$

Com as considerações feitas, substitui-se (14) em (15) e obtém-se a equação da fonte de corrente do SM, como descrita em (16). Portanto, pode-se ajustar esta fonte por meio do controle da potência ativa do gerador e da tensão do barramento CC.

$$I_G = \frac{P_s}{V_{DC}} \quad (16)$$

A Fig. 6 apresenta o SM proposto para os estudos de correntes harmônicas e inter-harmônicas. O controle do GSC se mantém o mesmo do DM, porém, desconsidera-se o RSC.

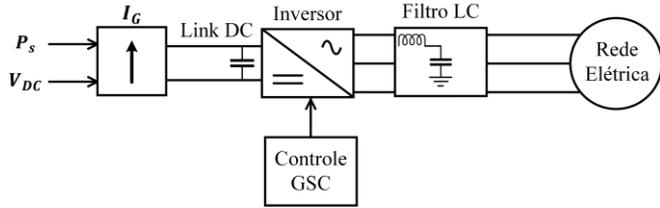


Fig. 6 Modelo simplificado

A próxima seção descreve o estudo de caso para a validação do SM e para as análises das correntes harmônicas e inter-harmônicas.

3. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

O DM (Fig. 3 e Fig. 4) e o SM (Fig. 6) são implementados no software ATP-ETMP. Os testes são realizados para uma WT de 2 kW conectada a uma rede elétrica com potência de curto-circuito de 20 MVA, tensão de linha de 380 V e frequência de 60 Hz.

3.1 Validação do Modelo Simplificado

Para validar o SM, quatro simulações são efetuadas com ambos os modelos, variando-se a potência ativa conforme a Fig. 7. As potências assumem valores de 0,25 pu; 0,5 pu; 0,75 pu e 1,0 pu. O intervalo de simulação é de 0.10 s.

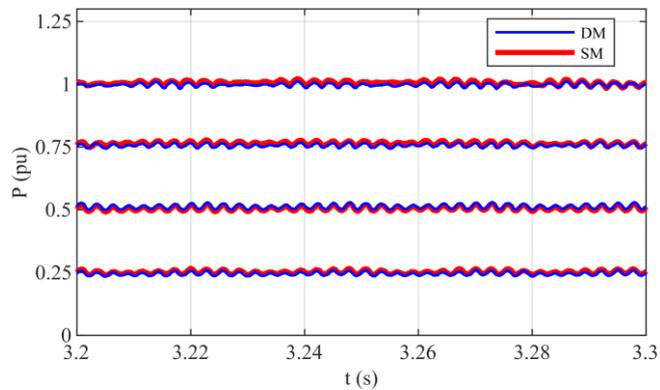


Fig. 7 Variações da potência ativa.

A Tabela 1 apresenta as performances dos modelos implementados, descrevendo o tempo de processamento (T.P.) médio e o tamanho do passo de simulação (P.S.) demandando por cada um.

Tabela 1. Tempo de processamento e passo de simulação.

Modelo	T.P. (s)	P.S. (μ s)	Redução (%)
DM	9795,52	1	-
SM	4350,18	5	55,60

Do ponto de vista deste estudo de caso, a Tabela 1 demonstra que o SM proporciona uma redução de 55,60% no tempo de processamento, podendo ser simulado com um P.S. cinco vezes maior. Vale ressaltar que o tempo simulado é de 4 s.

3.2 Correntes True-RMS

Outra análise conduzida refere-se ao cálculo das correntes *true*-RMS para cada nível de potência ativa simulada. A janela selecionada para a produção do espectro é de 12 ciclos, com uma resolução de 5 Hz, como sugerido pela IEC 61000-4-7.

A Fig. 8 apresenta as correntes eficazes de ambos os modelos para cada nível de potência ativa.

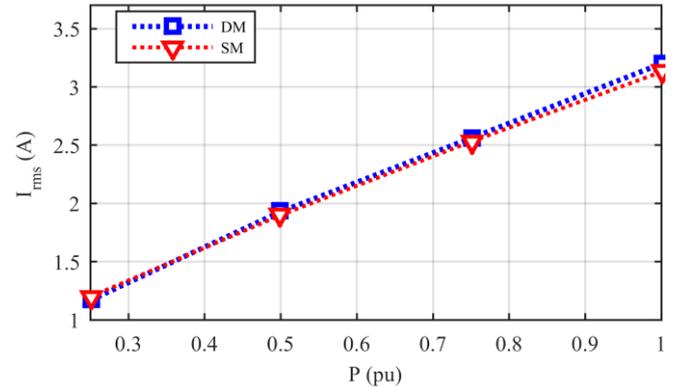


Fig. 8 Correntes *true*-RMS.

Dos dados expostos na Fig. 8, percebe-se que as correntes de ambos os modelos são aproximadamente iguais. Como consequência destas diferenças consideravelmente pequenas, pode-se dizer que o SM proporciona boa aderência entre as curvas, o que sinaliza para uma apropriada representação das componentes fundamentais, das harmônicas e das inter-harmônicas.

3.3 Distorções Harmônicas e Inter-Harmônicas Totais

A metodologia para quantificar distorções H/IH sugerida pela IEC 61000-4-7 é baseada no conceito de subgrupos. As equações das distorções harmônicas e inter-harmônicas totais de corrente (THD_i e TID_i) são encontradas nesta norma.

A Fig. 9 apresenta os níveis THD_i e TID_i para ambos os modelos.

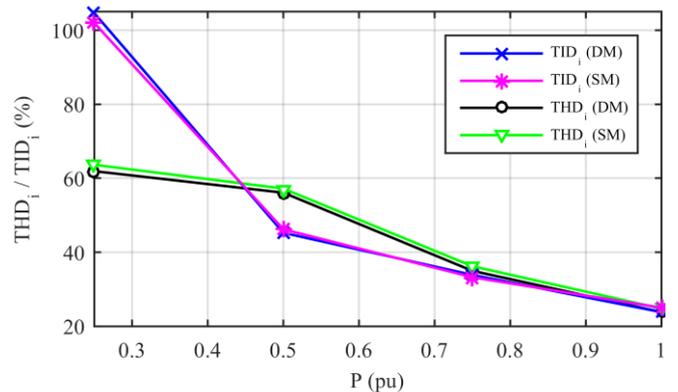


Fig. 9 THD_i e TID_i para ambos os modelos.

Por meio da Fig. 9, percebe-se uma boa aderência entre os valores obtidos pelo SM e aqueles obtidos pelo DM. O que

aponta para uma representação apropriada das correntes harmônicas e inter-harmônicas por parte do modelo proposto.

3.4 Espectro Harmônico

Para a situação de potência máxima ($P = 1,0$ pu), plota-se o espectro H/IH das correntes a fim de avaliar a aderência do SM. A Fig. 10 apresenta ambas as curvas.

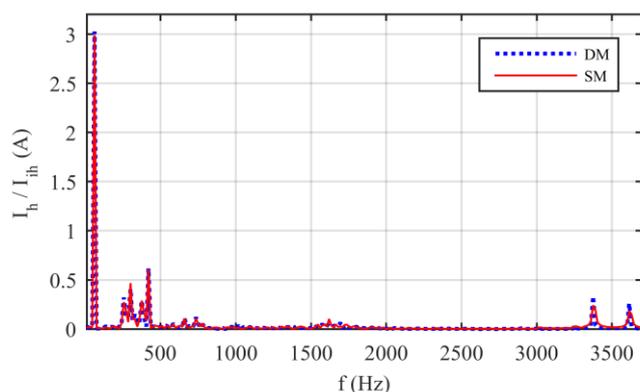


Fig. 10 Espectro harmônico de corrente.

Por meio do espectro da Fig. 10, constata-se uma boa aderência do modelo proposto. Nas ordens harmônicas mais baixas, entre 300 Hz e 800 Hz, são observados erros de magnitude menor. Por outro lado, nas ordens harmônicas maiores são verificadas discrepâncias mais elevadas. No entanto, os erros verificados são pequenos e não influenciam na capacidade de estimação do modelo proposto.

4. CONCLUSÕES

Este trabalho propôs e validou um modelo simplificado de uma turbina eólica de 2 kW para análises que envolvem harmônicas e inter-harmônicas. Com o SM, obteve-se uma redução do tempo de processamento de 55,60% e diferenças significativamente pequenas nas grandezas comparadas. Tais constatações possibilitaram caracterizar este modelo de turbina eólica como apropriado para estudos de distorções nas formas de onda das correntes. Tendo em vista tais pontos, conclui-se que o SM foi elaborado e validado com sucesso, sendo uma alternativa que apresenta significativa redução no tempo de processamento necessário, sem prejudicar os resultados em relação ao DM.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de expressar a sua gratidão à CAPES, FAPDF (Processo: 193.001.505/2017), IFG e PPGEE/UnB pelo apoio financeiro para esta pesquisa, através de seus editais de fomento, programa de bolsas de graduação/pós-graduação e concessão de auxílio financeiro para participação da conferência.

REFERÊNCIAS

ABEEólica (2019) *Números ABEEólica*. Available at: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/02/Números-ABEEólica-02.2019.pdf> (Accessed: 17 January 2020).

Chinchilla, M., Arnaltes, S. and Burgos, J. C. (2006) 'Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed

wind-energy systems connected to the grid', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(1), pp. 130–135. doi: 10.1109/TEC.2005.853735.

Gagnon, R. et al. (2018) 'Field Validated Generic EMT-Type Model of a Full Converter Wind Turbine Based on a Gearless Externally Excited Synchronous Generator', *IEEE Transactions on Power Delivery*. IEEE, 33(5), pp. 2284–2293. doi: 10.1109/tpwr.2018.2850848.

Holmes, D. G. and Lipo, T. A. (2003) *Pulse Width Modulation for Power Converters*. John Wiley & Sons. doi: 10.1109/9780470546284.

Honrubia-Escribano, A. et al. (2018) 'Generic dynamic wind turbine models for power system stability analysis: A comprehensive review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd, 81(June 2017), pp. 1939–1952. doi: 10.1016/j.rser.2017.06.005.

Huang, K. H. K. et al. (2008) 'A control strategy for direct-drive permanent-magnet wind-power generator using back-to-back PWM converter', *2008 International Conference on Electrical Machines and Systems*, pp. 2283–2288.

Kim, D. J., Moon, Y. H. and Nam, H. K. (2015) 'A New Simplified Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Studies', *IEEE Transactions on Energy Conversion*. IEEE, 30(3), pp. 1030–1042. doi: 10.1109/TEC.2015.2422841.

Li, S., Haskew, T. A. and Xu, L. (2010) 'Conventional and novel control designs for direct driven PMSG wind turbines', *Electric Power Systems Research*, 80(3), pp. 328–338. doi: 10.1016/j.epsr.2009.09.016.

Liang, X. (2017) 'Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources', *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(2), pp. 855–866. doi: 10.1109/TIA.2016.2626253.

Pereira, H. A. et al. (2017) 'Harmonic current prediction by impedance modeling of grid-tied inverters: A 1.4 MW PV plant case study', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier Ltd, 93, pp. 30–38. doi: 10.1016/j.ijepes.2017.05.009.

Rahimi, M. (2017) 'Modeling, control and stability analysis of grid connected PMSG based wind turbine assisted with diode rectifier and boost converter', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier Ltd, 93, pp. 84–96. doi: 10.1016/j.ijepes.2017.05.019.

Rodríguez, P. et al. (2012) 'A stationary reference frame grid synchronization system for three-phase grid-connected power converters under adverse grid conditions', *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(1), pp. 99–112. doi: 10.1109/TPEL.2011.2159242.

Saqib, M. A. and Saleem, A. Z. (2015) 'Power-quality issues and the need for reactive-power compensation in the grid integration of wind power', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier, 43, pp. 51–64. doi: 10.1016/j.rser.2014.11.035.