

# Modelo Computacional de um Sistema de Conversão Eólico Dotado de Gerador Síncrono e Avaliação de Desempenho com Foco na Qualidade da Energia

A. C. Pinto, B. C. Carvalho, J. C. Oliveira, G. C. Guimarães

**Abstract--** Most of the wind energy conversion systems (WECS) are equipped with asynchronous generators. Thus, the majority of the available simulation tools deal with only this type of generation. On the other hand, synchronous generators, which are employed by most Brazilians companies, are based on a different WECS technology and require the development of specialized software. Additionally, the Brazilian National Program of Alternative Energy Sources (PROINFA) assures the utilization of 3,300 MW of power produced by wind systems in the near future. Thus, the purpose of this paper is to fill in some gaps in the limited literature and computational resources of such systems focusing on the modelling of a complete multipole synchronous generator wind complex. The models of components are described and implemented in a time domain simulation package, and dynamic as well as power quality studies are accomplished to emphasize the WECS performance in several conditions.

**Index Terms--** Modeling, power quality, synchronous generator, variable speed, wind energy

## I. INTRODUÇÃO

Levação dos preços e os danos ambientais provocados pelos combustíveis fósseis tradicionais são algumas das razões que explicam o grande interesse no mundo pelas fontes renováveis para a produção de energia elétrica. Dentre as fontes alternativas atualmente disponíveis, a energia produzida pelo vento é a que está ganhando maior destaque devido, principalmente, ao grande e inesgotável potencial do vento. Adiciona-se a isso, o estímulo que este tipo de fonte primária esta recebendo do Estado brasileiro, que como resultado concreto tem-se, em fase de instalação, 1,4 GW de potência oriundas de centrais eólicas localizadas em diversas regiões do país.

Turbinas eólicas podem utilizar tanto geradores síncronos como assíncronos. Geradores de indução, seja com rotor em gaiola de esquilo ou do tipo rotor bobinado, usualmente são empregados em turbinas eólicas de velocidade constante. De

outro lado, as turbinas de velocidade variável podem operar tanto com geradores síncronos ou com geradores da indução de rotor bobinado.

O presente trabalho trata da modelagem matemática e computacional de um sistema de conversão de energia eólica (WECS – *Wind Energy Conversion System*) de velocidade variável dotado de máquina síncrona. Apesar de atualmente ser esta, no Brasil, a topologia dominante e ao fato de que o único fabricante instalado no país produz máquinas do tipo mencionado, observa-se uma substancial lacuna de material de referência sobre este tipo de geração eólica, fato que demanda uma maior atenção por parte de todos os segmentos envolvidos.

Nesse cenário, são objetivos dos estudos aqui descritos, avaliar, sob características distintas da tensão no PAC (ponto do acoplamento comum), o desempenho do sistema eólico contemplado. Para tanto, são determinados e avaliados indicadores de qualidade da energia elétrica tais como: distorção Harmônica total de tensão (DTT), nível de cintilação luminosa e o perfil rms de tensão. A relação entre o WECS e a qualidade da tensão do PCC também é considerada nos estudos computacionais.

## II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA - WECS

O presente trabalho, conforme mencionado, restringe-se ao estudo de uma turbina eólica dotada de um gerador síncrono, com um número de pólos superior ao dos dispositivos síncronos convencionais, cuja estrutura física está ilustrada na Fig. 1.

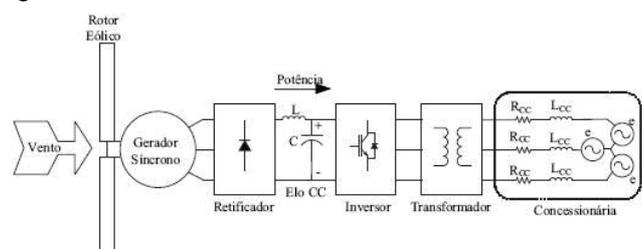


Fig. 1. Estrutura física da turbina eólica contemplada

### A. Representação das Pás da Turbina

Construtivamente, a turbina enfocada é de eixo horizontal

The authors acknowledge the financial support received from Brazilian Council CNPq for the doctorate scholarship and from Furnas Power Utility for the accomplishment a P&D project, which resulted in this paper.

The authors are with the School of Electrical Engineering at Federal University of Uberlândia, Brazil (e-mail: adeon@eletrica.ufu.br).

dotada de três pás e operação em velocidade variável. A potência mecânica extraível do vento e que é fornecido ao eixo do gerador elétrico é dado por (1) [6]. Nesta expressão, “A” representa a área varrida pelas pás,  $\rho$  o peso específico do ar e  $V_{\text{vento}}$  a velocidade de vento. O coeficiente de potência  $C_p$ , determinado com auxílio de (2) até (4), corresponde ao limite de Betz, que na prática define a potência máxima que pode ser extraída de um fluxo de ar.

$$P_{\text{mec}} = \frac{1}{2} \rho A C_p V_{\text{vento}}^3 \quad (1)$$

Sendo:

$$C_p(\lambda, \theta) = 0,73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0,58 - \theta - 0,002 \theta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda_i}} \quad (2)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\theta} - \frac{0,003}{\theta^3 + 1}} \quad (3)$$

$$\lambda = \frac{V_{pa}}{V_{\text{vento}}} = \frac{\omega_{pa} R}{V_{\text{vento}}} \quad (4)$$

e:

$\theta$  - ângulo de passo das pás;

$\lambda$  - razão da velocidade da pá (*Tip Speed Ratio* –TSR);

$\omega_{pa}$  – velocidade angular das pás;

R – raio das pás.

O sinal do vento incidente nas pás do rotor é representado pela soma de quatro componentes, como mostra (5) [7].

$$V_{\text{vento}} = V_{\text{base}} + V_{\text{rajada}} + V_{\text{rampa}} + V_{\text{ruído}} \quad (5)$$

Onde:

$V_{\text{base}}$  – componente base do vento;

$V_{\text{rajada}}$  – componente rajada de vento;

$V_{\text{rampa}}$  - componente rampa de vento;

$V_{\text{ruído}}$  – componente ruído.

### B. Representação do Gerador Síncrono

A representação do gerador elétrico é feita utilizando o modelo geral do fluxo de uma máquina síncrona [8], fundamentado em técnicas no domínio de tempo. As expressões fundamentais que relacionam tensões, fluxos e correntes da máquina síncrona são dadas por (6) e (7).

$$[v] = -[R][i] - \frac{d[\lambda]}{dt} \quad (6)$$

$$[\lambda] = [L][i] \quad (7)$$

Sendo:

$[v]$ ,  $[i]$ ,  $[\lambda]$  – matrizes coluna das tensões, correntes e fluxos concatenados das fases “a, b e c” do estator, da excitação ou campo “F” (*field*) do rotor e das componentes “D e Q” (dos eixos direto e quadratura) do enrolamento amortecedor, respectivamente;

$[R]$  - matriz diagonal das resistências dos enrolamentos “a, b, c, F, D, Q”;

$[L]$  - matriz de indutâncias: enrolamentos “a, b, c, F, D, Q”.

### C. Representação do Conversor de Freqüência e Malha de Controle

A Fig. 2 mostra a topologia do conversor de freqüência utilizada, que consiste de duas pontes retificadoras não controladas conectadas em série e um inversor PWM senoidal (*Pulse Width Modulation*). Nesta condição, o conversor comporta-se como um *link* assíncrono AC-DC-AC, desacoplando dessa forma o sistema de conversão eólico da rede elétrica CA [9]. Maiores detalhes sobre o projeto do filtro na saída podem ser encontrados em [10].

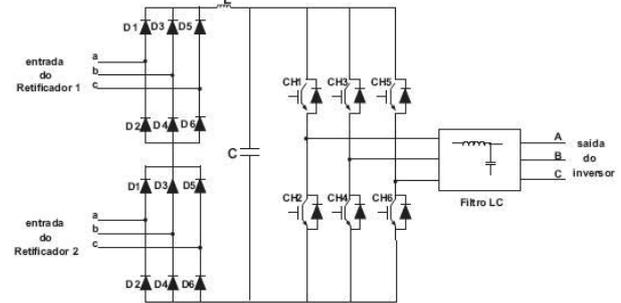


Fig. 2. Representação do Conversor de freqüência

O inversor torna possível o controle das potências ativa e reativa fornecida/consumida para/do sistema através de um sistema de controle adequado, em malha fechada, conforme mostra a Fig. 3. A estratégia de controle é baseada na teoria vetorial [11], que permite a extração máxima da energia disponível do vento e também o controle da tensão no ponto de acoplamento comum (PCC).

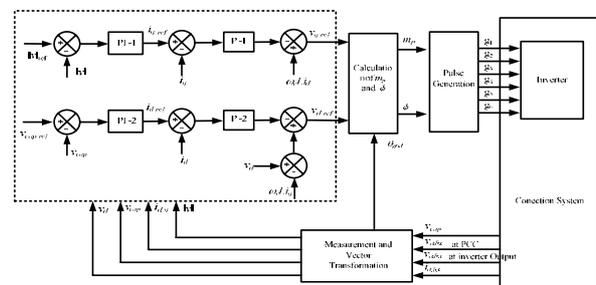


Fig. 3. Diagrama de blocos do inversor

Com o sistema de controle proposto, uma vez obtidas as tensões de referência  $V_{q\_ref}$  e  $V_{d\_ref}$ , pode-se determinar, com o uso de (10) e (11), os valores do índice da modulação,  $m_p$  e o ângulo de deslocamento,  $\theta$ , respectivamente. O índice  $m_p$  define o valor da tensão da referência do controle PWM, usado para ajustar o fluxo de potência reativa. De outro lado, o ângulo  $\theta$  define a defasagem entre a tensão da saída do inversor,  $e$ , e a tensão do PAC,  $v$ , que é utilizado para ajustar o fluxo de potência ativa injetada no sistema CA. Salienta-se que o controle PWM requer que a tensão da referência esteja sincronizada com a tensão da rede de conexão. Assim sendo, o ângulo de defasagem da tensão da rede,  $\theta_{rede}$ , deve ser levado em consideração, sendo obtido durante o processo de aquisição das tensões do PAC. O ângulo  $\phi$  usado no controle é dado por (12) e  $V_{\text{cap}}$  é a tensão nos terminais do capacitor.

$$m_p = \frac{\sqrt{v_{d\_ref}^2 + v_{q\_ref}^2}}{v_{cap}} \quad (10)$$

$$\theta = \arctan \left( \frac{v_{q\_ref}}{v_{d\_ref}} \right) \quad (11)$$

$$\phi = \theta + \theta_{grid} \quad (12)$$

#### D. Representação da rede Elétrica

O sistema eólico desenvolvido, através de um transformador, é acoplado a um modelo equivalente da rede elétrica, representado por uma fonte ideal de tensão atrás de uma impedância equivalente (R-L), como mostrado na Fig. 1. Dessa maneira, a capacidade de curto-circuito do sistema equivalente pode ser perfeitamente determinada. A representação matemática da “concessionária”, no PAC, é dada por (13).

$$[v] = [e] - [R_{SC}][i] - [L_{SC}] \frac{d[i]}{dt} \quad (13)$$

### III. INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Para avaliar o desempenho do sistema de conversão eólica, focando a qualidade da energia elétrica, foram consideradas duas normas que norteiam esta questão. Estes documentos estabelecem as exigências mínimas para a conexão à rede básica Brasileira ou aos sistemas da distribuição. Tais documentos foram elaborados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Agência Nacional da Energia Elétrica (ANEEL). O primeiro é conhecido como procedimentos de rede (PROREDE) e o segundo como procedimentos de distribuição (PRODIST). Os principais parâmetros a serem considerados estão sintetizados nas tabelas I e II [1], [12].

TABELA I

INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA – PROCEDIMENTOS DE REDE (PROREDE – ONS)

	Valores de Referência	
	Valores Individuais Máximos 13.8kV ≤ V < 69kV	Valores Globais Máximos V < 69kV
Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT)	3%	6%
Desequilíbrio	1.5%	2%
Flicker (P <sub>s</sub> D95%)	0.8pu	1pu

TABELA II

INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA - PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO (PRODIST– ANEEL)

	Valores de Referência
	Valores Globais 1kV < V ≤ 13.8kV
Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT)	8%
Desequilíbrio	2%
Flicker (P <sub>s</sub> D95%)	1pu

### IV. ESTUDOS REALIZADOS E ANÁLISE DE DESEMPENHO

Os dados básicos da turbina utilizada nos estudos estão

mostrados na tabela III. A carga conectada ao PAC é suprida conjuntamente pelo WECS e pela concessionária, dependente da potência mecânica disponível no vento.

Os três casos a serem apresentados neste artigo encontram-se resumidos na tabela IV. Muito embora diversas condições operativas tenham sido objeto de investigação, somente duas situações não-ideais foram selecionadas para ser apresentadas neste artigo, a saber: desequilíbrio da tensão e distorção da forma de onda.

TABELA III  
DADOS DO SISTEMA EÓLICO SIMULADO

Rotor Eólico	Nº de pás	Raio [m]	Controle	Tipo de eixo
	3	21	pitch	horizontal
Gerador Elétrico	F <sub>n</sub> [Hz]	p [polos]	V <sub>n</sub> [V]	S <sub>n</sub> [kVA]
	17	60	400	600
Conversor de frequência	f <sub>chaveamento</sub> [kHz]	C <sub>cc</sub> [mF]	V <sub>in</sub> [V]	
	1.8	800	1200	
	L <sub>cc</sub> [mH]	Control	V <sub>out</sub> [V]	
	0.2	PWM	400	
Transformador	R [%]	S <sub>n</sub> [kVA]	V <sub>pri</sub> [V]	
	0.5	1000	400	
	X [%]	f <sub>r</sub> [Hz]	V <sub>sec</sub> [kV]	
	5	60	13.8	
Concessionária	S <sub>sc</sub> [MVA]	V <sub>n</sub> [kV]	F <sub>n</sub> [Hz]	
	10	13.8	60	
Carga	P [kW]	Q [kVAr]	V <sub>n</sub> [kV]	F <sub>n</sub> [Hz]
	650	50	13.8	60

Para a componente base da velocidade do vento foi utilizado um valor de 8 m/s, o que resulta numa potência aproximadamente de 35% da capacidade nominal do aerogerador. A velocidade base adotada é um valor típico encontrado na literatura para este tipo de geração [5].

TABELA IV  
CASOS ESTUDADOS

Caso	Características	
	Vento	Concessionária
1	Componente base	Condições Ideais
2	acrescida de ruído e	Desequilíbrio de tensão de 5%
3	duas rajadas.	Distorção harmônica de tensão de 10%

A avaliação da operação combinada do WECS com a rede de distribuição é realizada utilizando-se os seguintes indicadores de qualidade: distorções harmônicas, desequilíbrios, perfil rms de tensão e flicker. Para fins de avaliação qualidade da energia elétrica sob o prisma dos valores de referência estabelecidos nas normas referenciadas, neste trabalho, são enfocadas apenas aquelas necessárias para efetuar a aferição do desempenho dos indicadores em questão. Todavia, considerando-se que a verificação da conformidade ou não com os valores de referência de ser feito no ponto de conexão da geração alternativa com a rede elétrica, a avaliação do desempenho do complexo eólico-elétrico é realizado no PAC, dando-se, portanto, uma maior atenção a este barramento.

#### A. Caso I - Condições Ideais

A Fig. 4 mostra o sinal do vento gerado, o qual apresenta adicionalmente à componente base de 8 m/s, a componente

“ruído” e duas rajadas de vento, ambas com de 3 segundos de duração e valor máximo de 3 m/s. A escolha do valor de pico de 11 m/s foi feita atentando para o valor nominal do dispositivo, em torno de 12 m/s, e que ainda não ocorre a atuação do controle das pás (ângulo de passo).

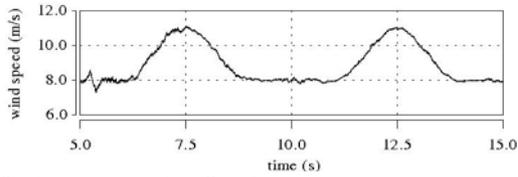


Fig. 4. Sinal de vento gerado – Caso 1

O comportamento da velocidade do eixo de rotor da turbina eólica pode ser observado na Fig. 5.

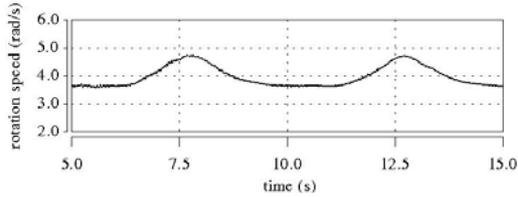


Fig. 5. Velocidade do eixo da turbina – Caso 1

A Fig. 6 apresenta as tensões de linha no PAC. Os valores RMS destas tensões, ilustrados na Fig. 7, evidenciam um comportamento semelhante para as três grandezas, mesmo durante a ocorrência das turbulências. Três valores de interesse são determinados: valor em regime permanente (13,78 kV) e valores máximos e mínimos (13,85 kV e 13,67 kV, respectivamente). O conteúdo harmônico é de pequeno valor. O nível da cintilação é medido através do indicador de severidade de curta duração ( $P_{st}$ ), atingiu um valor igual a  $P_{st}=0.4$ . Ambos indicadores encontrados estão em conformidade com os valores de referência estabelecidos.

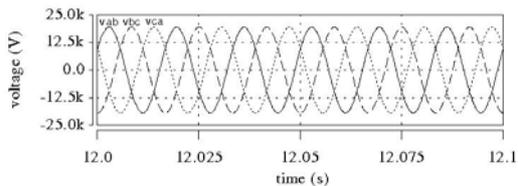


Fig. 6. Detalhe das tensões trifásicas no PAC - Caso 1

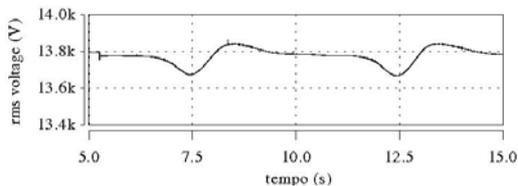


Fig. 7. Perfil RMS das tensões de linha trifásicas no PAC – Caso 1

O perfil das correntes de linha no PAC está ilustrado na Fig. 8. Um detalhe destas grandezas encontra-se na Fig. 9. Observa-se que as correntes são sensíveis às variações do vento, afetando, em consequência, a potência gerada. O valor RMS das correntes varia de 6,0 A em regime, para um valor de 19,0, no pico das rajadas.

Ainda com respeito às figuras mencionadas, a pequena

distorção das formas de onda das correntes é corroborada pelo valor encontrado para o indicador, cujo valor da distorção harmônica total de corrente – DTC é igual a 2,7%. Observa-se que a forma de onda exibida tem um desempenho típico à operação de inversores PWM senoidal.

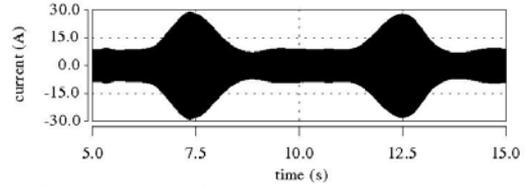


Fig. 8. Perfil das correntes de linha trifásicas no PAC – Caso 1

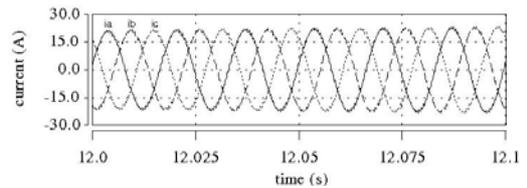


Fig. 9. Detalhe das correntes mostradas na Fig. 8 – Caso 1

### B. Caso 2 - Desequilíbrio de tensão de 5%

A Fig. 10 ilustra as tensões de linha no PAC, que tornam evidente o desequilíbrio imposto à rede elétrica. Vale destacar que o nível de desequilíbrio utilizado é bastante elevado, contudo, valores desta monta podem ocorrer em pontos do sistema elétrico considerados fracos. O valor encontrado para o indicador da distorção harmônica total de tensão é de DTT = 0,55% e o nível de severidade de cintilação  $P_{st}=0,5$  pu.

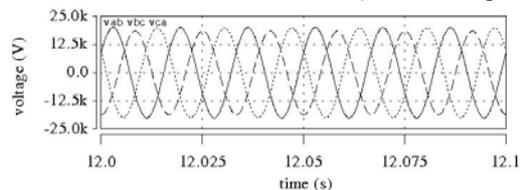


Fig. 10. Detalhe das tensões de linha trifásicas no PAC– Caso 2

O perfil RMS das tensões de linha no PAC pode ser observado na Fig. 11. Os valores alcançados por estas grandezas são: a) Regime permanente:  $V_{AB}=14,15$  kV,  $V_{BC}=13,15$  kV e  $V_{CA}=14,04$  kV; b) Regime transitório (valores mínimos):  $V_{AB}=13,94$  kV,  $V_{BC}=12,96$  kV e  $V_{CA}=13,99$  kV. Esta última situação ocorre durante a ocorrência da rajada.

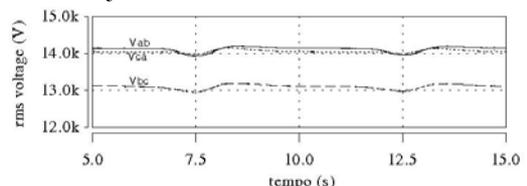


Fig. 11. Perfil RMS das tensões de linha trifásicas no PAC – Caso 2

O perfil correspondente das correntes no PAC está ilustrado na Fig. 12. Nota-se, de maneira similar ao caso precedente, as significativas variações de amplitude sofridas pelas correntes devido às turbulências impostas.

Um detalhe do desempenho das correntes em regime

permanente pode ser visto na Fig. 13. O detalhe do período correspondente às rajadas é omitido, tendo em vista o menor impacto verificado para esse período de tempo. Observa-se que em consequência do desequilíbrio imposto às tensões da rede, as correntes mostram-se distorcidas e diferem também em amplitude. Os valores encontrados para as correntes nos períodos mencionados são: a) Regime:  $I_A=7,7$  A;  $I_B=6,6$  A e  $I_C=4,2$  A (durante as rajadas:  $I_A=20,3$  A;  $I_B=19,9$  A e  $I_C=18,8$  A).

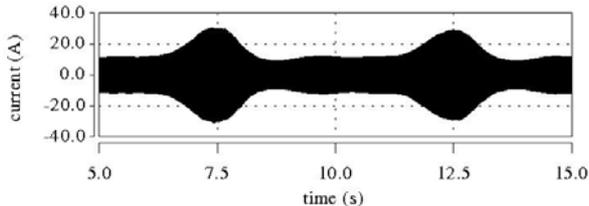


Fig. 12. Correntes de linha trifásicas no PAC – Caso 2

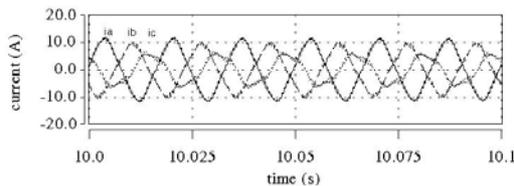


Fig. 13. Detalhe das correntes de linha no PAC, em regime – Caso 2

A Fig. 14 mostra o espectro harmônico das correntes anteriormente ilustradas, para as condições de regime permanente, por constituir-se, como já dito, no pior resultado, comparativamente ao período com a presença de rajadas.

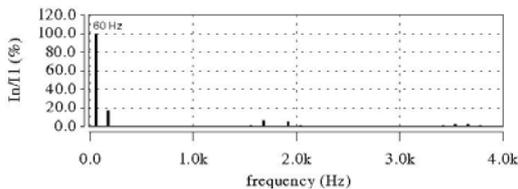


Fig. 14. Espectro harmônico de corrente no PAC, em regime – Caso 2

O indicador da distorção harmônica de corrente - DTC, atingiu um valor de 18,96% (para o período com rajadas foi igual a 3,45%, devido ao maior valor da fundamental correspondente).

### C. Caso III – Distorção Harmônica de Tensão – DTT de 10%

A Fig. 15 exibe as tensões linha no ponto da conexão com a rede elétrica, com a imposição à concessionária de uma distorção harmônica de 10%. O detalhe apresentado nesta figura está associado ao período da rajada. O  $P_{st}$  encontrado para este caso é de 0,4 pu.

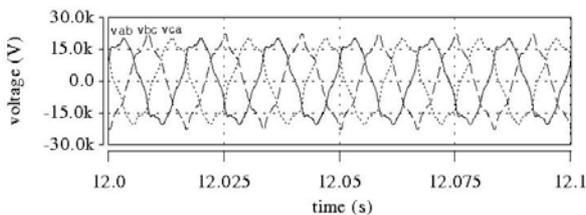


Fig. 15. Detalhe das tensões trifásicas de linha no PAC – Caso 3

Os perfis RMS das tensões de linha no PAC estão exibidos na Fig. 16. Devido à composição das componentes harmônicas com a fundamental associa-se uma ligeira diferença entre as tensões das três fases. Os valores RMS encontrados são: a) De regime:  $V_{AB}=13,85$  kV e  $V_{BC}=13,85$  kV e  $V_{CA}=13,87$  kV; b) Durante as turbulências (valores mínimos):  $V_{AB}=13,75$  kV,  $V_{BC}=13,75$  kV e  $V_{CA}=13,75$  kV e c) após as rajadas (valores máximos):  $V_{AB}=13,88$  kV,  $V_{BC}=13,86$  kV e  $V_{CA}=13,89$  kV.

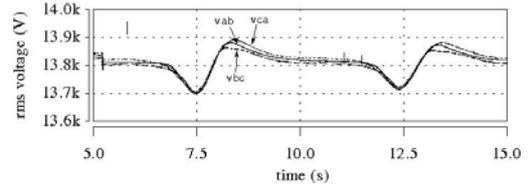


Fig. 16. Perfil RMS das tensões trifásicas no PAC – Caso 3

O espectro harmônico das tensões anteriormente ilustradas está mostrado na Fig. 17, cujo indicador DTC encontrado para este caso, na região da turbulência, é de 9,7%.

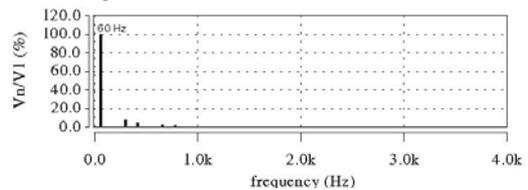


Fig. 17. Espectro harmônico de tensão no PAC – Caso 3

As correntes de linha no PAC estão exibidas na Fig. 18.

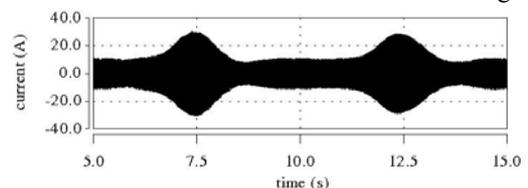


Fig. 18. Correntes de linha no PAC – Caso 3

A Fig. 19 retrata um detalhe da corrente do PAC, em regime, por tratar-se do caso que levou a condição mais crítica. Similarmente às tensões, observa-se que as correntes apresentam um pequeno desequilíbrio e uma distorção significativa da forma de onda.

Os valores RMS verdadeiros nas duas situações descritas são: a) Condição de regime:  $I_A=6,4$  A,  $I_B=6,3$  A e  $I_C=6,6$  A (na condição transitória:  $I_A=19,1$  A,  $I_B=19,1$  A e  $I_C=19,3$  A).

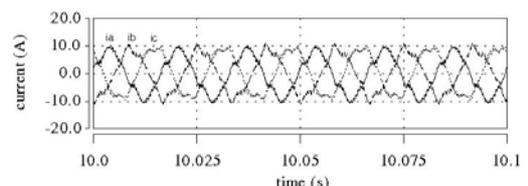


Fig. 19. Zoom das correntes de linha no PAC, regime - Caso 3

O espectro harmônico de corrente, correspondente à tensão da figura anterior está ilustrado na Fig. 20. A figura mostra a

presença de algumas componentes harmônicas, nas faixas de baixas e altas frequências. As componentes de menor frequência são devidas à distorção imposta à rede elétrica e as de maior frequência à operação do próprio conversor.

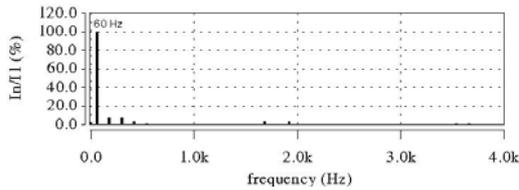


Fig. 20. Espectro harmônico de corrente no PAC, em regime – Caso 3

## V. CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou a modelagem e implementação computacional de um sistema de conversão de energia eólica (WECS), de velocidade variável, equipado com um gerador síncrono multipolos, usando técnicas do domínio de tempo.

Para os diversos estudos computacionais realizados, os resultados obtidos evidenciaram que, com tensões ideais no PAC (Caso 1), os indicadores de qualidade da energia associados à operação de WECS encontram-se dentro dos limites globais estabelecidos na legislação.

Para a condição de desequilíbrio de 5% na tensão (caso 2), constatou-se uma modificação mais significativa no nível de perturbação da tensão. Durante a ocorrência da rajada obteve-se um DTT de 0,5%. O  $P_{st}$  alcançou a cifra de 0,5 pu. Para a corrente injetada na rede CA, um nível igualmente elevado de desequilíbrio foi encontrado. A DTC em regime foi de 19%, e durante as turbulências alcançou o valor de 3,5%.

Para o caso em que a tensão da rede apresentava uma distorção harmônica de 10% (caso 3), foram obtidos os seguintes valores para a distorção das correntes de linha: 12% em regime e de 6% durante as rajadas.

Conclui-se que, para as condições em que a rede elétrica apresenta qualidade dentro dos padrões considerados aceitáveis, os WECS pouca influência têm sobre a qualidade da energia nas barras as quais são conectadas. Redes com algum tipo de comprometimento, no entanto, deverão ser objeto de estudos mais aprofundados.

## VI. REFERÊNCIAS

- [1] ONS - Operador Nacional do Sistema. Available: <http://www.ons.org.br>.
- [2] L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Blaabjerg, H. C. Christensen, U. Lindhard, K. Eskildsen, "Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines", Industrial Electronics Society, IECON'01 - 27th Annual Conference of the IEEE, November, 2001, pp. 2000 - 2005.
- [3] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Sáenz, "Modeling and Control of a Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, N° 2, 2003, pp. 194 - 204.
- [4] M. V. Nunes, "Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- [5] S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", John Wiley & Sons, England, 1998.
- [6] J. G. Sloopweg, H. Polinder, W. L. Kling, "Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, N° 4, 2003, pp. 516 - 524.

- [7] P. M. Anderson, A. Bose, "Stability Simulation of Wind Turbine Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, N° 12, 1983, pp. 3791 - 3795.
- [8] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [9] R. M. Hilloowala, A. M. Sharaf, "Modelling Simulation and Analysis of Variable Speed Constant Frequency Wind Energy Conversion Scheme Using Self Excited Induction Generator", Proceedings, Twenty-Third South-eastern Symposium on System Theory, March, 1991, pp. 33 - 38.
- [10] R. G. Oliveira, "Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado", Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2004.
- [11] C. Schauder, H. Mehta, "Vector Analysis and Control of Advanced Static Var Compensators", IEE Proceedings-C, Vol. 40, N° 4, pp. 299 - 306.
- [12] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Available: <http://www.aneel.gov.br>.

## VII. BIOGRAFIAS



**Adeon Cecilio Pinto** nasceu em Abadia dos Dourados - MG, em 1974. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em 1999. Obteve o título de Mestre em 2002 e de Doutor em 2007, ambos pela Universidade Federal de Uberlândia. Seus assuntos de interesse incluem: Dinâmica de Sistemas de Potência, Qualidade da Energia Elétrica e energia eólica.



**Bismarck Castillo Carvalho** nasceu em Roboré - Santa Cruz, Bolívia. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT) em 1981. Obteve o título de Mestre em Ciências em 2002 e doutorado em Engenharia Elétrica em 2006, pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Atualmente atua como docente e pesquisador nas áreas de Sistemas Elétricos de Potência e Qualidade da Energia Elétrica na Universidade Federal de Mato Grosso.



**José Carlos de Oliveira** nasceu em Itajubá-MG, Brasil. Graduou-se e obteve o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Posteriormente, obteve o título de PhD no Instituto de Ciências e Tecnologia da Universidade de Manchester, em Manchester - Reino Unido. Atualmente, trabalha como pesquisador e professor na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Tem lecionado e publicado sobre vários assuntos relacionados com Sistemas Elétricos de Potência e Qualidade e Racionalização da Energia Elétrica.



**Geraldo Caixeta Guimarães** nasceu em Patos de Minas - MG, Brasil, em 1954. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia em 1977. Realizou o curso de mestrado pela Universidade Federal de Santa Catarina em 1984 e obteve o título de PhD na Universidade de Aberdeen, Escócia, em 1990. Atualmente é docente na Universidade Federal de Uberlândia. Suas áreas de interesse são: Dinâmica de Sistemas de Potência, Geração Distribuída, Energias renováveis e Eletromagnetismo Aplicado.