



# VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005  
Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 16 7654

Tópico: Qualidade da Energia em Sistemas com Geração Distribuída

## ESTUDOS ELÉTRICOS EM REGIME PERMANENTE E DINÂMICO PARA CONEXÃO DE CENTRAIS EÓLICAS NO SISTEMA SAELPA

WELLINGTON S.  
MOTA

UFCG

DANIELLY FORMIGA<sup>1</sup>

SAELPA

LUCIANO S. BARROS

UFCG

RUSÂNGELA GUIDO

SAELPA

### RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia para a avaliação da estabilidade de sistemas elétricos de potência contendo unidades de geração eólica. Foram modelados os Parques Eólicos do Sistema SAELPA, onde inicialmente, procedeu-se uma análise do regime permanente. A contribuição da metodologia proposta consiste da integração de modelos de turbinas eólicas a um modelo linearizado de sistemas de potência. A análise da estabilidade será feita através do posicionamento dos autovalores da matriz de estado  $\bar{A}$  do sistema linearizado. Dois tipos de geradores são considerados: gerador de indução com rotor em gaiola (SCIG) e gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). Através dos resultados obtidos pode-se constatar o melhor desempenho do gerador tipo DFIG no controle de tensão.

### PALAVRAS-CHAVE

Energia eólica, simulação dinâmica, estabilidade de tensão, autovalores.

### 1.0 INTRODUÇÃO

Há, atualmente, uma tendência de incentivo à geração de energia elétrica por fontes alternativas e no Brasil destaca-se a criação do Programa Nacional de Incentivo às Fontes

Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, cuja finalidade é agregar ao sistema elétrico brasileiro aproximadamente 3.300 MW de potência a partir de fontes alternativas renováveis. Uma das formas de geração alternativa com grande potencial de aproveitamento é a energia eólica. Em geradores eólicos, a conversão de energia mecânica em elétrica é realizada de forma mais econômica, através de máquinas assíncronas. Para estudos dinâmicos de sistemas contendo geração eólica, faz-se necessário a modelagem de máquinas assíncronas, e é requerida a representação das turbinas eólicas, que devem levar em consideração a natureza estocástica da velocidade dos ventos.

A questão da estabilidade de tensão em um sistema elétrico de potência cobre uma grande variedade de fenômenos. Para cada tipo de discussão em torno da estabilidade de tensão, há sempre o debate se a análise deve ser feita com uma metodologia estática ou dinâmica abordando os seguintes pontos: crescimento de demanda, teste de características da carga, esquema emergencial e condições de sobre-excitação. Este tema é bastante atual e de grande interesse em universidades e concessionárias de energia elétrica. O objetivo deste trabalho é analisar o sistema da SAELPA contendo geração eólica, através de estudos estáticos e dinâmicos. Este trabalho registra um conjunto de tópicos de interesse relacionados aos estudos pré-

<sup>1</sup> SAELPA – SOCIEDADE ANÔNIMA DA PARAÍBA, Rua Br 230 km 25, Bairro do Cristo Redentor, João Pessoa / PB – CEP: 58.071-680 Tel: 55 (83) 15-7000 Fax: 55 (83) 231-2815.

operacionais e de condicionamento dos sistemas elétricos de geração eólica, através do estudo dinâmico da estabilidade nestes sistemas, com o objetivo de definir os aspectos básicos da estabilidade de tensão e os impactos causados no sistema por este tipo de geração, quando do aproveitamento do grande potencial do Brasil, relacionado a esta fonte alternativa de energia.

## 2.0 MODELO PARA SIMULAÇÃO DINÂMICA DAS UNIDADES EÓLICAS

A modelagem para simulação dinâmica do sistema em estudo correspondente às unidades de geração eólica consiste do modelo mecânico em [1], modelos de geradores e sistemas de controle.

### 2.1 Modelos de geradores

#### 2.1.1 SCIG

O SCIG pode ser representado pelo circuito equivalente referido ao estator, como mostrado na Figura 1. Para conexão à rede através da tensão terminal, o modelo usado é representado por uma tensão interna atrás de uma impedância transitória.

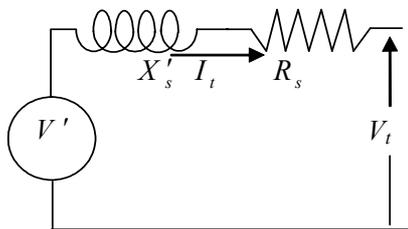


Figura 1 – Circuito equivalente do gerador de indução com rotor em gaiola.

Em que,

$$V_t = v_{ds} + jv_{qs} \quad (1)$$

é a tensão terminal do gerador;

$$I_t = i_{ds} + ji_{qs} \quad (2)$$

é a corrente de armadura, e

$$V' = v'_d + jv'_q \quad (3)$$

é a tensão interna do gerador.

Sendo,

$R_s$  a resistência de armadura, e

$$X'_s = \omega_s \left( L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) \quad (4)$$

a reatância transitória do gerador de indução.

As variações da tensão interna do SCIG são calculadas através de (5) e (6), [2].

$$\dot{v}'_d = -\frac{1}{T'_o} [v'_d - (X_s - X'_s)i_{qs}] + s\omega_s v'_q \quad (5)$$

$$\dot{v}'_q = -\frac{1}{T'_o} [v'_q + (X_s - X'_s)i_{ds}] - s\omega_s v'_d \quad (6)$$

em que,

$$T'_o = \frac{L_{rr}}{R_r} \quad (7)$$

é a constante de tempo transitória de circuito aberto, e

$$X_s = \omega_s L_{ss} \quad (8)$$

é a reatância de dispersão do estator.

#### 2.1.2 DFIG

Para este tipo de gerador a máquina pode ser representada pelo circuito equivalente mostrado na Figura 2, referido ao estator, para conexão à rede através da tensão terminal.

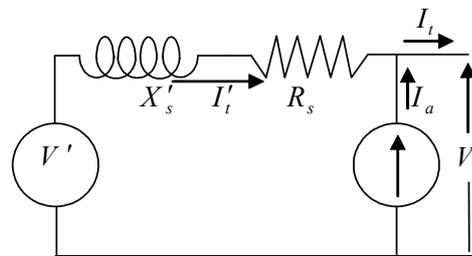


Figura 2 – Circuito equivalente do gerador de indução duplamente alimentado.

A fonte de corrente  $I_a$  representa a corrente através do conversor PWM C2, Figura 3. O cálculo de  $I_a$  é feito a partir da definição das potências ativa e reativa entregues à rede através de C2, [3].

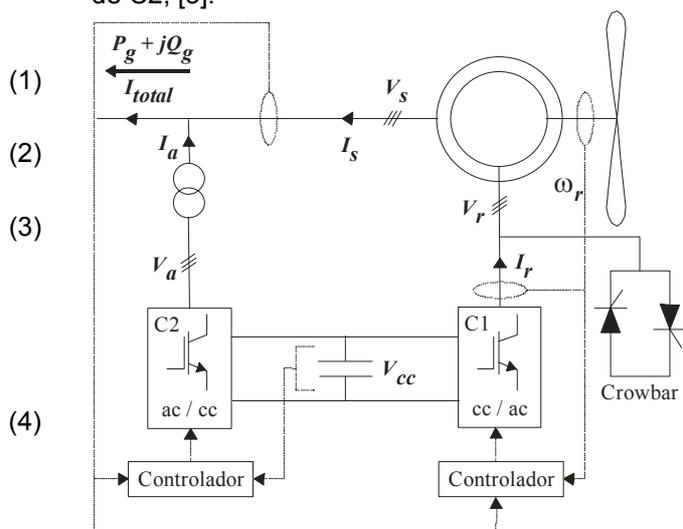


Figura 3 – Sistema de geração tipo DFIG.

As variações da tensão interna do DFIG são calculadas através de (9) e (10), [4].

$$\dot{V}'_d = -\frac{1}{T'_o} [V'_d - (X_s - X'_s) i_{qs}] + s\omega_s V'_q - \omega_s E_{FQ} \quad (9)$$

$$\dot{V}'_q = -\frac{1}{T'_o} [V'_q + (X_s - X'_s) i_{ds}] - s\omega_s V'_d + \omega_s E_{FD} \quad (10)$$

em que  $E_{FD}$  e  $E_{FQ}$  são as componentes da tensão  $V_r$ , aplicadas no rotor, oriundas do conversor PWM C1, referidas ao circuito do estator, como mostrado na Figura 3.

### 2.1.3 Sistema de controle do DFIG

Controle do conversor C1:

A decomposição de  $V_r$  em variáveis  $dq$  permite o controle desacoplado de potência e tensão, [5], Figura 4. Através de  $E_{FQ}$  pode-se controlar a velocidade da máquina e portanto, a potência mecânica da turbina. Simultaneamente, a tensão terminal do gerador pode ser controlada através de  $E_{FD}$ .

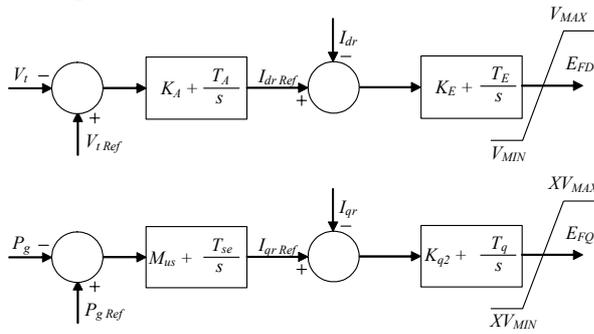


Figura 4 – Controles do conversor C1.

Controle do conversor C2:

A corrente  $I_a$  é forçada pela ação do conversor C2 de acordo com o sinal do controlador. A estratégia de controle é baseada na teoria da potência instantânea, [6]. A potência reativa é definida de acordo com o fator de potência desejado e a potência ativa é definida pela tensão  $V_{cc}$ . O controle de  $V_{cc}$ , Figura 5, atua para manter a potência ativa através de C2 igual à potência ativa do rotor.

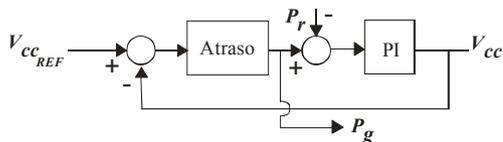


Figura 5 – Controle da tensão  $V_{cc}$ .

### 3.0 MODELO LINEARIZADO

A referência [7] apresenta um modelo linearizado de um sistema de potência completo, incluindo máquinas síncronas, reguladores, sistemas de

excitação, SVC's, linhas de transmissão, cargas, etc., para cálculo dos autovalores do modelo para fins de análise de estabilidade dinâmica. O presente trabalho acrescenta a linearização de máquinas de indução.

#### 3.1 Gerador de indução tipo SCIG

Variáveis de estado:

$$\Delta \dot{V}'_d = -\frac{1}{T'_o} [\Delta V'_d - (X_s - X'_s) \Delta i_{qs}] + \omega_0 v'_{q0} \Delta s + \omega_0 s_0 \Delta V'_q \quad (11)$$

$$\Delta \dot{V}'_q = -\frac{1}{T'_o} [\Delta V'_q - (X_s - X'_s) \Delta i_{ds}] + \omega_0 v'_{d0} \Delta s + \omega_0 s_0 \Delta V'_d \quad (12)$$

$$\Delta \dot{s} = \frac{1}{2H} \Delta P_e \quad (13)$$

$$\Delta \dot{s} = -\omega_0 \Delta s \quad (14)$$

Variáveis algébricas:

$$\Delta V'_d = R_s \Delta i_{ds} - X'_s \Delta i_{qs} + \Delta v_{ds} \quad (15)$$

$$\Delta V'_q = R_s \Delta i_{qs} - X'_s \Delta i_{ds} + \Delta v_{qs} \quad (16)$$

$$\Delta V_t = (V_{d0} \Delta V_d + V_{q0} \Delta V_q) / V_{t0} \quad (17)$$

$$\Delta P_e = V_{d0} \Delta i_{ds} + I_{ds0} \Delta V_d + V_{q0} \Delta i_{qs} + I_{qs0} \Delta V_q \quad (18)$$

#### 3.2 Gerador de indução tipo DFIG

Variáveis de estado da máquina:

$$\Delta \dot{V}'_d = -\frac{1}{T'_o} [\Delta V'_d - (X_s - X'_s) \Delta i_{qs}] + \omega_0 v'_{q0} \Delta s + \omega_0 s_0 \Delta V'_q - \omega_0 \Delta E_q \quad (19)$$

$$\Delta \dot{V}'_q = -\frac{1}{T'_o} [\Delta V'_q + (X_s - X'_s) \Delta i_{ds}] - \omega_0 v'_{d0} \Delta s - \omega_0 s_0 \Delta V'_d + \omega_0 \Delta E_d \quad (20)$$

$$\Delta \dot{s} = \frac{1}{2H} \Delta P_e \quad (21)$$

$$\Delta \dot{s} = -\omega_0 \Delta s \quad (22)$$

Sistema de excitação:

$$\dot{g}_1 = \Delta V_t \quad (23)$$

$$\dot{g}_2 = \Delta i_{ds} \quad (24)$$

$$\dot{g}_3 = -\Delta s \quad (25)$$

$$\dot{g}_4 = \Delta i_{qs} \quad (26)$$

Variáveis algébricas da máquina:

$$\Delta V'_d = R_s \Delta i_{ds} - X'_s \Delta i_{qs} + \Delta v_{ds} \quad (27)$$

$$\Delta V'_q = R_s \Delta i_{qs} - X'_s \Delta i_{ds} + \Delta v_{qs} \quad (28)$$

$$\Delta V_t = (V_{d0} \Delta V_d + V_{q0} \Delta V_q) / V_{t0} \quad (29)$$

$$\Delta P_e = V_{d0} \Delta i_{ds} + I_{ds0} \Delta V_d + V_{q0} \Delta i_{qs} + I_{qs0} \Delta V_q \quad (30)$$

Sistema de excitação:

$$\Delta i_{ds} = g_1 T_A + K_A \Delta V_t \quad (31)$$

$$\Delta E_d = g_2 T_E + K_E \Delta i_{ds} \quad (32)$$

$$\Delta i_{qs} = g_3 T_{se} + \mu_{us} \Delta s \quad (33)$$

$$\Delta E_q = g_4 T_q + K_{q2} \Delta i_{qs} \quad (34)$$

Usando-se todas as equações diferenciais e algébricas linearizadas tem-se o modelo na seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\bar{X}} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{J}_1 & \bar{J}_2 \\ \bar{J}_3 & \bar{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \bar{X} \\ \Delta \bar{Z} \end{bmatrix} \quad (35)$$

em que  $\Delta \bar{X}$  é o vetor de estados e  $\Delta \bar{Z}$  é o vetor das variáveis algébricas, e

$$\begin{bmatrix} \bar{J}_1 & \bar{J}_2 \\ \bar{J}_3 & \bar{J}_4 \end{bmatrix} = \bar{J} \text{ é a Matriz Jacobiano.}$$

O símbolo  $\Delta$  significa uma variação incremental a partir do regime permanente.

A matriz de estado do modelo do Sistema de Potência pode ser obtida pela eliminação do vetor de variáveis algébricas  $\Delta \bar{Z}$  na equação (35).

$$\Delta \dot{\bar{X}} = (\bar{J}_1 - \bar{J}_2 \bar{J}_4^{-1} \bar{J}_3) \Delta \bar{X} \quad (36)$$

$$\Delta \dot{\bar{X}} = \bar{A} \Delta \bar{X} \quad (37)$$

Desta forma pode-se analisar a estabilidade dinâmica de Sistemas de Potência através do posicionamento dos autovalores da matriz de estado  $\bar{A}$ . Quando necessário, a contribuição dos estados nos modos de oscilações dinâmicos pode ser observada através dos fatores de participação.

#### 4.0 SIMULAÇÕES

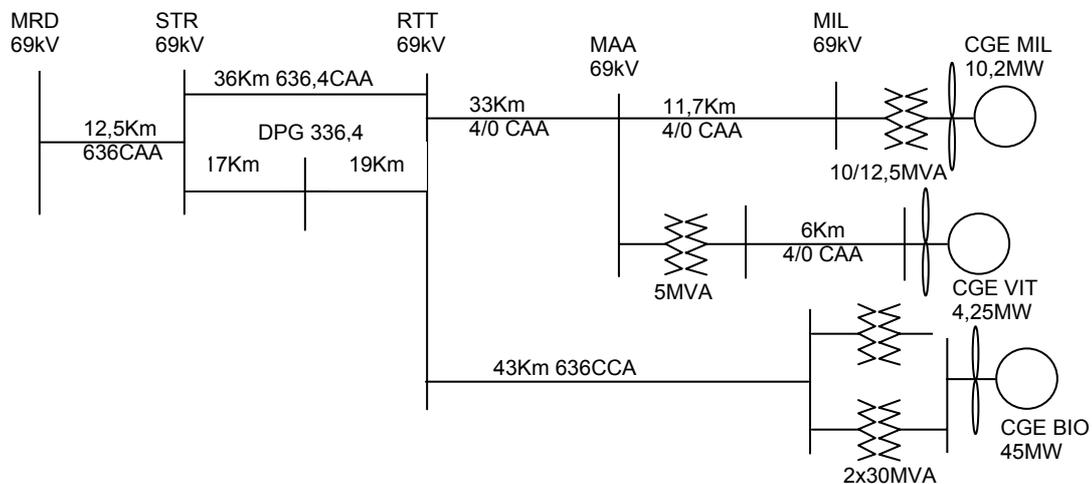


Figura 6 – Regional Mussuré em 69 kV com as centrais eólicas conectadas.

#### 4.1 Simulação em regime permanente

Operando no centro de carga, as CGE's representam gerações distribuídas que podem modificar sensivelmente a regulação de tensão do regional. Na carga pesada a injeção de potência ativa nos centros de carga reduz sensivelmente o carregamento das linhas contribuindo para a elevação do perfil de tensão do sistema na área afetada. Na condição de carga leve ocorre a inversão no sentido do fluxo

de potência ativa, normalmente, sem as CGE's, no sentido da Rede Básica para os centros de carga. Tais alterações nos carregamentos das linhas devido a operação das CGE's nos regionais modificam substancialmente os efeitos indutivos das linhas com reflexos importantes no perfil de tensão do sistema regional de distribuição ou mesmo até, em certos casos, da Rede Básica.

Foram realizadas simulações onde se representou os Parques Eólicos da SAELPA, Millenium (CGE MIL), Vitória (CGE VIT) e Bioenergy (CGE BIO), conectados ao sistema elétrico da SAELPA através do Regional de Mussuré, pertencente ao Sistema CHESF-Leste. Para realizar as simulações em regime permanente (Fluxo de Carga) utilizou-se o programa ANAREDE<sup>®</sup>. As simulações dinâmicas foram realizadas através do programa ESTABEOLICA<sup>®</sup>, [8]. Foram considerados os dados do sistema nacional interligado, disponibilizados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) e a partir deles, interligou-se o sistema SAELPA, mostrado na Figura 6.

A CGE Millenium (10,2MW) é conectada no barramento Millenium 69kV, a CGE Vitória (4,25MW) em Mataraca 13,8kV, e a CGE Bioenergy (45MW) em Rio Tinto 69kV, supridas através dos circuitos Santa Rita – Rio Tinto 69kV. Em relação a CGE Bioenergy, a conexão é realizada através de um circuito em 69kV Rio Tinto (RTT) – Bioenergy de 43km e com dois transformadores 69/13,8kV – 30MVA que integra em 13,8kV dez parques da BIOENERGY (Albatroz, Atlântica, Camurim, Caravela, Coelho I, II, III e IV, Mataraca e Presidente), todos de 4,5MW.

de potência ativa, normalmente, sem as CGE's, no sentido da Rede Básica para os centros de carga. Tais alterações nos carregamentos das linhas devido a operação das CGE's nos regionais modificam substancialmente os efeitos indutivos das linhas com reflexos importantes no perfil de tensão do sistema regional de distribuição ou mesmo até, em certos casos, da Rede Básica.

Como as CGE's oferecem disponibilidade de potência reativa (ou faixa operacional de fator de

potência), é oportuno e necessário fazer uso destes recursos para compensar os desbalanços de compensação reativa causados pelas variações de carregamento das linhas.

Assim sendo, um dos pontos da presente análise é levantar a faixa de variação da potência reativa das CGE's de forma que os critérios de regulação de tensão sejam atendidos. Esta análise foi realizada considerando o despacho pleno de potência ativa das CGE's.

As condições operativas do sistema em carga leve e pesada com os fatores de potência das CGE's Millenium, Vitória e Bioenergy ajustados em 0,99 indutivo foram as melhores obtidas, ainda com baixos níveis de tensão na CGE Bioenergy em carga pesada, sem banco de capacitor.

Assim, considerou-se a operação de um banco de capacitor de 2,4Mvar no barramento 13,8kV da CGE Bioenergy. Este banco de capacitor amplia a faixa operativa da CGE Bioenergy em termos de potência reativa. Nos casos de rejeição de geração, o banco de capacitor de 2,4 Mvar é também removido. A rejeição simultânea das CGE's tem a intenção de simular o desligamento automático das CGE's em caso de distúrbios na rede que forcem o desligamento dos aerogeradores decorrentes de, por exemplo, excursões transitórias elevadas de frequência e/ou tensão.

## 4.2 Simulação em regime dinâmico

### 4.2.1 Simulação de um curto-circuito trifásico para a terra

A primeira simulação mostrada é a de um curto trifásico franco para a terra, na barra de Rio Tinto (RTT) 69kV, com duração de 150 ms. Na Figura 7 é mostrada a curva da tensão terminal do gerador de Millenium, estando o parque eólico equipado com o SCIG. Pode-se ver um afundamento de tensão exagerado após a ocorrência do evento sem restabelecimento dos níveis originais.

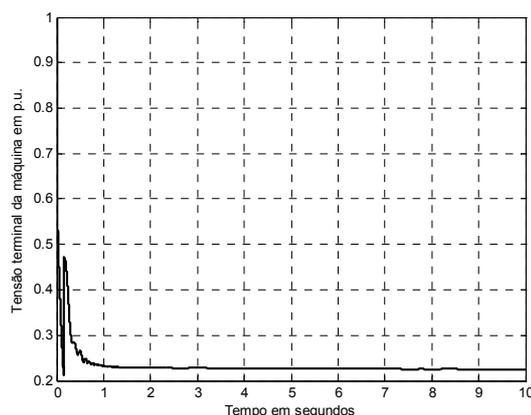


Figura 7 – Tensão terminal para o SCIG.  
Na Figura 8 é mostrado o torque elétrico correspondente.

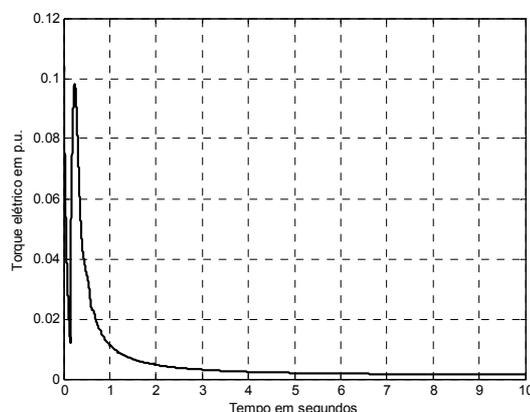


Figura 8 – Torque elétrico para o SCIG.

Na Figura 9 é mostrada a tensão terminal do gerador de Millenium, estando o parque eólico equipado com o DFIG. O DFIG oferece a possibilidade de controle de tensão, permitindo o restabelecimento de sua tensão terminal. Dentro de sua capacidade, este tipo de gerador pode permanecer conectado ao sistema durante e após distúrbios. Na Figura 10 é mostrado o torque elétrico correspondente.

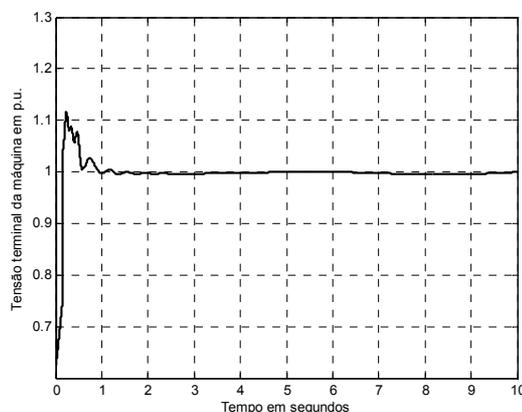


Figura 9 – Tensão terminal para o DFIG.

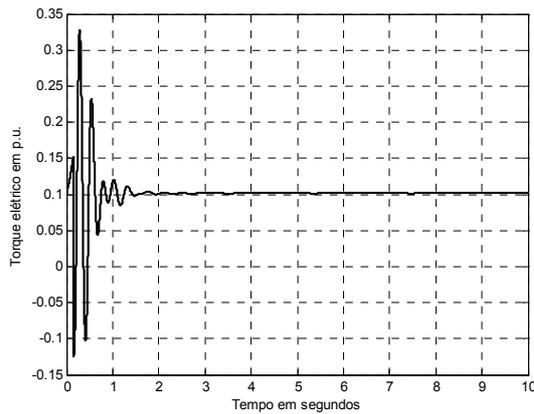


Figura 10 – Torque elétrico para o DFIG.

Este resultado pode ser justificado através da avaliação do posicionamento dos autovalores da matriz de estado  $\bar{A}$ . Para o sistema em estudo obteve-se os seguintes pares de autovalores dominantes mostrados na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1 – Autovalores dominantes do sistema.

Eólicas com SCIG	Eólicas com DFIG
-0.07995880315614 +11.21737518316069i	-0.12543182934971 +11.26227945571427i
-0.07995880315614 -11.21737518316069i	-0.12543182934971 -11.26227945571427i

Como pode ser visto, a parte real dos autovalores dominantes para o sistema equipado com SCIG, estão bem mais próximas do eixo imaginário, o que acarreta uma maior tendência à instabilidade. As demais centrais eólicas, CGE VIT e CGE BIO, apresentaram resultados similares.

## 5.0 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia desenvolvida para a análise de estabilidade dinâmica de sistemas de potência contendo geradores eólicos. Foram acoplados ao modelo linearizado de sistemas de potência os modelos de unidades de geração eólica. Dois tipos de geradores foram considerados: SCIG e DFIG.

Através dos resultados obtidos para a simulação de faltas no sistema, pode-se observar que o DFIG tem a capacidade de manter a tensão nominal em seus terminais devido à possibilidade de controle de reativos. Através da análise realizada em regime permanente, verificou-se a possibilidade de utilização da potência reativa das eólicas para a melhoria do perfil de tensão do sistema. Isto só poderá ser efetivado com a adoção de geradores de indução do tipo DFIG.

Foi possível, através da análise do posicionamento dos autovalores, alertar para a possibilidade de instabilidade no sistema em estudo.

A metodologia proposta poderá ser estendida para outras situações de estudos dinâmicos na previsão de instabilidade antes mesmo de se proceder as simulações.

## REFERÊNCIAS

[1] W. S. Mota e L. S. Barros, Dynamic Simulations of Wind Generators Connected to Distribution Systems, *CIREN - 18th International Conference on Electricity Distribution*, Turin, 6-9 June 2005.

[2] P. Kundur, 1994, "Power System Stability and Control". *Book*, Mc.Graw Hill;

[3] W. S. Mota, L. S. Barros, F. M. P. Pamplona, A. N. Epaminondas, E. R. Braga Filho, A. M. Formiga e A. A. Santos, Simulação Dinâmica de Unidades de Geração Eólica Ligadas a um Sistema de Potência, *XV CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado – RS, Setembro de 2004.

[4] J. A. Peças Lopes and R. Almeida, "Descrição de Modelos Matemáticos de Máquinas de Indução Convencional e Duplamente Alimentada e Estratégias de Controlo para Estudo Dinâmico e de Estabilidade Transitória", *Trabalho de Consultoria para o ONS Brasil*, INESC PORTO, 2004;

[5] N. Jenkins, L. Holdsworth and X. Wu, 2002, "Dynamic and Steady-State Modelling of the Double-Fed Induction Machine (DFIM) for Wind Turbine Applications". *Internal MCEE UMIST*;

[6] H. Akagi, Y. Kanazawa and N. Akira, 1984, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 1A-20, No. 3. May/June;

[7] F. L. Alvarado, C. L. Demarco, W. S. Mota, J. Meng, Stability Analysis of Interconnected Power Systems Coupled With Market Dynamics, *IEEE Transactions on Power Systems*, USA, v. 16, n. 4, p. 695-701, 2001.

[8] W. S. Mota, "Programa de Estabilidade Transitória - ESTABEOLICA® - UFCG/CELPE", Brasil, 2003.