



VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005

Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 16 7692

Tópico: Qualidade da Energia em Sistemas com Geração Distribuída

IMPACTOS DA UTILIZAÇÃO DE AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL NO LIMITE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DA REDE ELÉTRICA

JOÃO PAULO
ABREU
VIEIRA

KAYT
NAZARÉ DO
VALE MATOS

MARCUS
VINÍCIUS
ALVES
NUNES

UBIRATAN
HOLANDA
BEZERRA

SIMONE
FONSECA
FERREIRA

FRANCISCO
LUNA
TAVARES

NESC – UFPA

RESUMO

Este artigo verifica os impactos na estabilidade de tensão causados pela inserção de turbinas eólicas de velocidade variável na rede elétrica convencional. Primeiramente, são verificadas as principais características dos sistemas de velocidade variável. Depois, são abordados os principais aspectos de estabilidade de tensão e colapso de tensão. E finalmente são feitas as simulações dinâmicas, as quais resultam em gráficos do comportamento da tensão e potência reativa frente a perturbações no sistema elétrico em questão. Para este fim, o sistema elétrico utilizado é um sistema real localizado no estado do Rio Grande do Norte denominado Sistema Açú.

PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade de Tensão; Gerador de Indução Duplamente Excitado; Sistemas Eólicos de Velocidade Variável.

1.0 INTRODUÇÃO

O setor elétrico tem experimentado uma grande mudança nos últimos anos, devido principalmente ao crescimento da demanda de energia elétrica, e aos custos envolvidos com a construção ou aumento na capacidade das linhas de transmissão. Isto tem promovido a abertura deste setor para as fontes renováveis de energia elétrica.

As redes de distribuição ou até mesmo de transmissão incorporando pequenas fontes

renováveis de energia são usadas freqüentemente em áreas rurais, e devem ser uma alternativa viável economicamente para melhorar o funcionamento do sistema elétrico. Este fato faz com que os custos com novas linhas de transmissão, efeitos negativos dependentes da geração centralizada, e os problemas ambientais sejam reduzidos. Essa nova tecnologia de geração de energia elétrica a partir de pequenas unidades geradoras ligadas à rede local é chamada de Geração Distribuída.

Dentro dessa concepção de geração, o uso da energia eólica apresenta importante potencial em diversas áreas do mundo, principalmente em áreas litorâneas. Isto se deve ao fato de que a energia eólica é uma fonte renovável e limpa, os custos operacionais e de manutenção associados a sua utilização são menores comparadas com os das fontes convencionais de conversão de energia, e causa menor impacto ambiental [1].

Quando a parcela de geração eólica em um dado sistema elétrico é pequena comparada com a geração total, problemas não são ocasionados no sistema. Entretanto, quando esta parcela aumenta para atender a demanda, os problemas também aumentam. Assim, várias análises devem ser feitas visando avaliar o impacto da conexão de aerogeradores às redes elétricas convencionais, tais como o estudo de estabilidade de tensão [2].

Assim este trabalho visa analisar a margem de estabilidade de tensão em uma rede elétrica real com inserção de parques eólicos frente a perturbações na rede, como curto-circuito e corte de carga. Nesta análise são considerados os sistemas eólicos de velocidade variável, nos quais encontram-se os geradores assíncronos.

2.0 SISTEMAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Nos sistemas eólicos de velocidade variável, a frequência elétrica da rede é desacoplada da frequência mecânica do rotor da turbina por meio de conversores estáticos interligados ao estator e/ou rotor das máquinas [3].

A operação do sistema em velocidade variável apresenta algumas vantagens, como o aumento da energia eólica absorvida; menor variabilidade do torque mecânico com conseqüente redução da tensão no rotor da turbina; e diminuição do nível de ruído aerodinâmico [2].

O principal gerador de indução (assíncrono) utilizado neste tipo de sistema eólico é o gerador de indução duplamente excitado. O modelo deste gerador para as simulações dinâmicas que analisam a estabilidade de tensão na rede pode ser visto na seção 4.3.

3.0 ESTABILIDADE DE TENSÃO

Vários estudos envolvendo estabilidade de tensão já foram desenvolvidos dentro da engenharia, contudo estudos de estabilidade em sistemas eólicos integrados a redes convencionais encontram-se ainda em desenvolvimento, mas são de grande interesse por parte dos profissionais desta área.

Estabilidade de tensão é definido como a capacidade de manter a tensão constante de forma que com o aumento de carga, a potência da carga também aumenta, e conseqüentemente a tensão e potência são controladas [5].

O colapso de tensão é o processo pelo qual uma seqüência de eventos levando a instabilidade de tensão conduz a um perfil de tensão baixo inaceitável em uma significativa parte do sistema de potência [4]. Este fenômeno é provocado principalmente por um súbito aumento na demanda de potência reativa no sistema, e se caracteriza pelo lento decréscimo da tensão do sistema.

No caso deste trabalho, o estudo de estabilidade de tensão é baseado na análise dinâmica que são úteis para situações específicas de colapso de tensão, coordenação de proteção, e testes de medidas mitigadoras.

4.0 MODELOS DOS COMPONENTES

A seguir são feitas as apresentações dos modelos dos componentes do sistema elétrico, os quais são utilizados em estudos de análise de estabilidade de tensão.

4.1 Turbina eólica

A razão entre a potência da turbina eólica e a velocidade do eixo (ω_t) representa o torque da turbina eólica, que pode ser expresso pela equação 1 [7].

$$T_{Am} = 0.5 \rho \frac{C_p}{\lambda} \pi R^3 U_w^2 \quad (1)$$

Sendo:

C_p – coeficiente de potência do rotor da turbina.

R - raio do rotor da turbina eólica,

U_w - velocidade média do vento (m/s),

ρ - massa específica do ar (kg m^{-3}),

λ - razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá da turbina e a velocidade do vento (*Tip-Speed Ratio*).

Para sistemas de velocidade variável, C_p é função de λ e β , como pode ser observado nas equações 2 e 3 [6,12]:

$$C_p(\lambda) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \quad (2)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - 0.02\beta + \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (3)$$

Adotando-se o modelo tradicional de massa única ou massa global girante, obtém-se a seguinte equação de balanço entre a turbina eólica e o gerador. Neste caso, foi adotada a nomenclatura do gerador assíncrono em gaiola.

$$\frac{d\omega_{ar}}{dt} = \frac{\omega_s}{2H_A} \left(T_{Am} - T_{AE} - \frac{D}{\omega_s} \omega_{ar} \right) \quad (4)$$

onde:

T_{AE} – torque eletromagnético do gerador assíncrono com rotor em gaiola (*p.u.*);

T_{Am} – torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica (*p.u.*);

ω_{ar} – velocidade angular do rotor da máquina assíncrona com rotor em gaiola (rad.ele/s);

H_A – constante de inércia incluindo a máquina primária e o gerador de indução - Modelo de Massa Global (s);

ω_s – Velocidade angular síncrona (rad/s).

4.2 Gerador de indução em gaiola

Para a modelagem do gerador de indução, foi utilizada a transformação $d-q$ de Park com base em um eixo de referência girando à velocidade síncrona [4]. A escolha do eixo de referência síncrono é particularmente conveniente quando se deseja incorporar as características desta máquina em um programa utilizado para estudos de estabilidade transitória em Sistemas Elétricos de Potência, [10]. Para o gerador síncrono, por outro lado, é adotado o eixo de referência no rotor.

A seguir, é apresentado o modelo de quarta ordem, com as equações diferenciais que descrevem o comportamento do estator e rotor do gerador de indução em função das variações do fluxo magnético concatenado. Todas estas equações estão em p.u. na base nominal da máquina assíncrona [8, 9, 10]:

$$V_{das} = V'_{da} - r_{as} i_{das} + X'_a i_{qas} \quad (7)$$

$$V_{qas} = V'_{qa} - r_{as} i_{qas} - X'_a i_{das} \quad (8)$$

As equações diferenciais que descrevem a dinâmica dos enrolamentos do rotor da máquina assíncrona em p.u., em função de uma tensão atrás de uma reatância transitória são apresentadas:

$$\frac{dV'_{da}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{da} + (X_a - X'_a) i_{qas}] + s \omega_s V'_{qa} \quad (9)$$

$$\frac{dV'_{qa}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{qa} - (X_a - X'_a) i_{das}] - s \omega_s V'_{da} \quad (10)$$

Onde:

X_s, X_r, X_m – Reatâncias do estator, rotor e mutua respectivamente (pu);

X_a – reatância de circuito aberto da máquina de indução em regime permanente (p.u.);

X'_a – reatância transitória de circuito aberto da máquina de indução (p.u.);

V'_{da}, V'_{qa} – componentes da tensão atrás da reatância transitória X'_{ao} (p.u.);

T'_o – constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina de indução (s).

Nas equações (7)-(10) os índices d e q indicam as componentes do eixo em direta e em quadratura e s e r indicam as parcelas referentes ao estator e rotor.

A equação do torque eletromagnético em p.u. corresponde a:

$$T_{AE} = V'_{da} i_{das} + V'_{qa} i_{qas} \quad (11)$$

4.3 Gerador de indução duplamente excitado

Neste trabalho, será abordado o modelo *Scherbius* Estático para o DFIG. Este modelo é constituído por conversores CA – CA localizados no circuito do rotor, como mostra a figura 1. Este modelo é indicado quando a faixa de controle de velocidade é limitada, como acontece nas turbinas eólicas, onde a velocidade varia em um intervalo entre a velocidade de partida “cut-in” até a velocidade nominal [3].

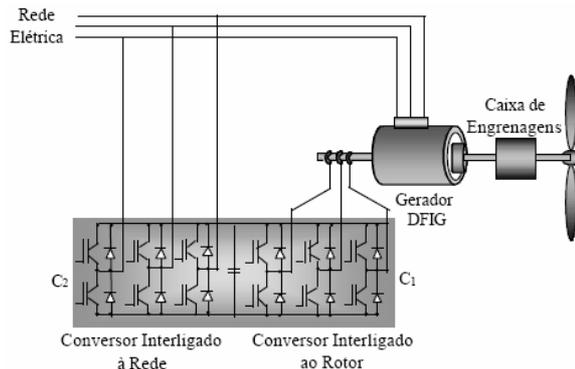


Figura 1 - Sistema Eólico com o DFIG

Nesta representação, as correntes do rotor são escritas em função das correntes de eixo direto e em quadratura do estator e dos fluxos magnéticos concatenados com o rotor. A relação entre a corrente e tensão do estator é assim expressa em termos de uma tensão atrás de uma reatância transitória. Desta forma, chega-se às seguintes relações para o estator:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + X'_a i_{qs} + \dot{v}'_d \quad (12)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - X'_a i_{ds} + \dot{v}'_q \quad (13)$$

$$\frac{d\dot{v}'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_o} [\dot{v}'_d + (X - X'_a) i_{qs}] - s \omega_s \dot{v}'_q + \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{qr} \quad (14)$$

$$\frac{d\dot{v}'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_o} [\dot{v}'_q + (X - X'_a) i_{ds}] - s \omega_s \dot{v}'_d + \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{dr} \quad (15)$$

As componentes da tensão interna atrás da reatância transitória são definidas em função do fluxo magnético do rotor do gerador como [2, 3]:

$$\dot{v}'_d = -\frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \psi_{qr} \quad (16)$$

$$\dot{v}'_q = \frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \psi_{dr} \quad (17)$$

As novas reatâncias e a constante de tempo de circuito aberto são dadas por:

$$X' = \omega_s \left[L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right] = X_s + \frac{X_r X_m}{X_r + X_m}$$

$$X = \omega_s L_{ss} = X_s + X_m$$

$$T_o = \frac{L_{rr}}{R_r} = \frac{L_r + L_m}{R_r}$$

onde:

$L_{ss} = L_m + L_s$, $L_{rr} = L_m + L_r$ e L_m , L_s e L_r correspondem às indutâncias mútua, do estator e rotor respectivamente.

X_s , X_r , X_m – Reatâncias do estator, rotor e mutua respectivamente (pu);

X_a – reatância de circuito aberto da máquina de indução em regime permanente (p.u.);

X'_a – reatância transitória de circuito aberto da máquina de indução (p.u.);

V_{da} , V_{qa} – componentes da tensão atrás da reatância transitória X'_{ao} (p.u.);

T_o – constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina de indução (s).

4.3.1 Modelo dos conversores

Se a dinâmica do rotor do DFIG for considerada, o sistema de controle da excitação da máquina será estabelecido em dois níveis: controle da corrente do rotor em um nível interno e controle da velocidade e tensão em um nível mais externo. Neste caso, a fase e a magnitude da tensão interna da máquina podem ser controladas dentro de um intervalo específico de variação da velocidade do rotor interligado à turbina eólica, alterando-se para isto, as componentes ao longo dos eixos d-q do vetor corrente no rotor.

A implementação dos dois esquemas de controle propostos, para o torque eletromagnético e a potência reativa é mostrada na figura 2.

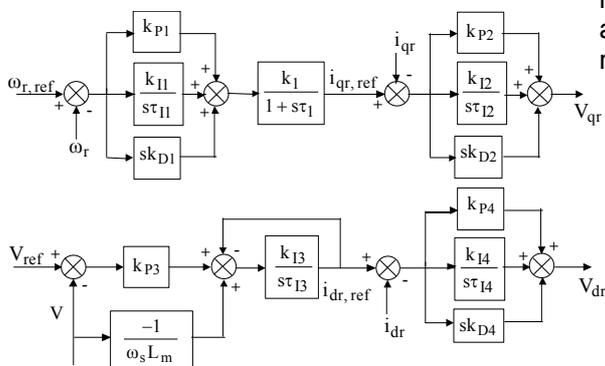


Figura 2 - Controle do DFIG com Conversores como Fontes de tensão.

Neste caso, o erro de velocidade passa por um estágio de controle inicial PID e um bloco de

primeira ordem composto de uma constante de tempo, τ_1 , e um ganho k_1 . Em seguida, o erro entre a corrente de referência ao longo do eixo q, $i_{qr.ref}$, proveniente do controlador, e a corrente efetivamente calculada ou medida no rotor, passa por uma malha de controle PID, para gerar o sinal de tensão do rotor, ao longo do eixo q, o qual é realimentado para a equação diferencial (14), representativa do comportamento dinâmico do rotor do DFIG.

De forma similar, o erro da tensão terminal da máquina passa por um controlador que gera a corrente de referência ao longo do eixo d, $i_{dr.ref}$, a qual é comparada com a corrente do rotor do gerador, i_{dar} , medida ou calculada, sendo o erro entre as duas, realimentado para um controlador de corrente PID. Finalmente, a saída deste controlador corresponde à tensão no rotor ao longo do eixo d, a qual é realimentada na equação diferencial (15) do gerador assíncrono duplamente excitado.

5.0 O SISTEMA ELÉTRICO

A rede elétrica usada corresponde a um sistema de potência real pertencente à COSERN* que opera na região nordeste do Brasil, no estado de Rio Grande do Norte. Foi realizado um estudo de fluxo de carga a fim de se obter as informações da operação deste sistema de potência em regime permanente.

Para este sistema, é desejado instalar um parque eólico na barra 2, como ilustrado na figura 3. O parque eólico a ser conectado é considerado neste estudo como um equivalente dinâmico, deste modo, é considerado um gerador eólico equivalente de 20 MW em 690 V. O parque eólico é conectado à rede de distribuição através de transformadores em 0.69kV/13.8 kV. Um banco de capacitores também é planejado a ser instalado para aumentar a potência reativa dos aerogeradores quando a máquina assíncrona de rotor em gaiola é utilizada.

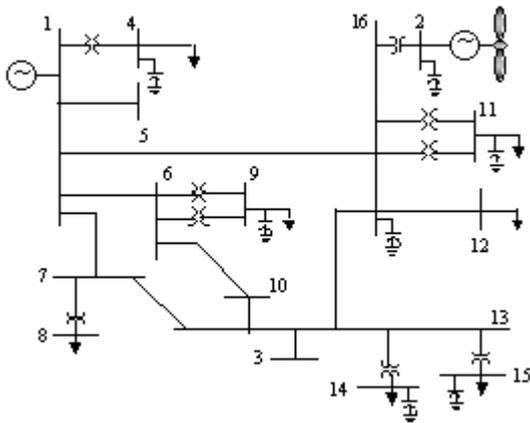


Figura 3 – Sistema elétrico de Açú – COSERN

O sistema de geração é então formado por dois equivalentes, um deles é um barramento infinito para representar o sistema elétrico conectado (barra 1), e o outro sendo o parque eólico que será simulado com tecnologias de geradores eólicos diferentes, que são: gerador de indução em gaiola e gerador de indução duplamente excitado.

O nível de tensão deste sistema é de 69kV, e os seus principais parâmetros são:

Dados de carga:

Barra 12: 19.0 MW + 3.9 MVar

Barra 4: 10.2 MW + 6.6 MVar

Barra 14: 0.8 MW + 0.4 MVar

Barra 15: 0.3 MW + 0.2 MVar

Barra 9: 3.5 MW + 2.2 MVar

Barra 11: 5.5 MW + 3.1 MVar

Barra 8: 3.0MW + 1.7 MVar

Barra 2: -16.0 MW

O sistema eólico possui os seguintes parâmetros:

Gerador de Indução: Índice 1 corresponde aos parâmetros do estator e 2 ao rotor em p.u. potência nominal gerada =660 kW, tensão nominal=690 V, escorregamento nominal = 2 %, $R1=0.0026$, $R2=0.0031$, $X2=0.0346$, $X1=0.0443$, reatância magnética = 1.64, velocidade síncrona = 1500 rpm, número de pólos = 4.

Parâmetros da Turbina Eólica: número de pás =3, diâmetro do rotor =54 m, velocidade nominal =15m/s, relação de engrenagens = 69, velocidade “cut-in” = 3 m/s, velocidade “cut-off” = 25 m/s.

O comportamento dinâmico do sistema é simulado a partir de programas computacionais desenvolvidos no ambiente MATLABTM, versão 6.5 para Windows [3].

6.0 SIMULAÇÕES

Os geradores de indução em gaiola e duplamente excitado foram alternadamente interligados à barra 2. Para as simulações dinâmicas, foi aplicado um curto-circuito de 150 ms na barra 16, próximo à barra 2, no instante $t=1s$. Este artigo tem como objetivo fazer o estudo de estabilidade de tensão, assim são observados os gráficos do comportamento da tensão e potência reativa como mostrados nas figuras 4 e 5, respectivamente.

Nota-se que no momento do curto-circuito as tensões das máquinas DFIG e Gaiola sofrem uma queda brusca, entretanto a tensão da máquina em Gaiola tende para um ponto inadequado de operação, conforme identificado na Figura 4, não retornando ao seu valor nominal, permanecendo assim com valor abaixo da nominal em torno de 0.3 pu.

Por outro lado, a atuação da malha de controle de velocidade no DFIG atende ao balanço de potência, mantendo a estabilidade e propiciando a recuperação da tensão no esquema de velocidade variável, após 3 segundos aproximadamente, retorna ao seu valor nominal de 1 pu. Isto acontece devido a esta última apresentar regulador de tensão como visto na seção 4.3.1.

O gráfico da figura 5 da potência reativa das máquinas gaiola e DFIG mostra que no instante do curto-circuito ocorre um aumento brusco da potência reativa. É importante notar que os valores nominais das potências reativas das máquinas são negativos, o que representa que elas estão consumindo potência reativa. No entanto, apenas a potência reativa da máquina DFIG retorna ao seu valor inicial, enquanto que a da máquina gaiola não consegue retornar ao seu valor inicial, devido ao aumento na demanda de reativo para manutenção da estabilidade de tensão nos terminais do mesmo, ou seja, o sistema de potência fica assim sujeito a um súbito aumento na transmissão de potência reativa que se segue à falta.

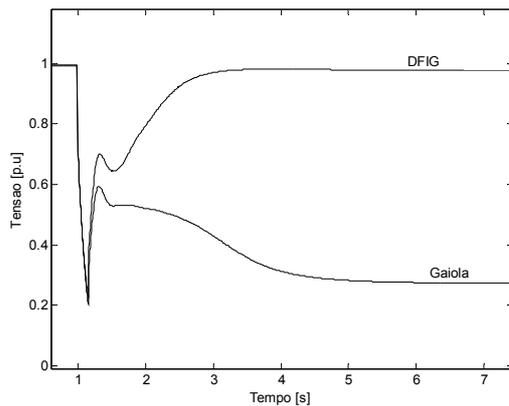


Figura 4 – Comportamento da Tensão

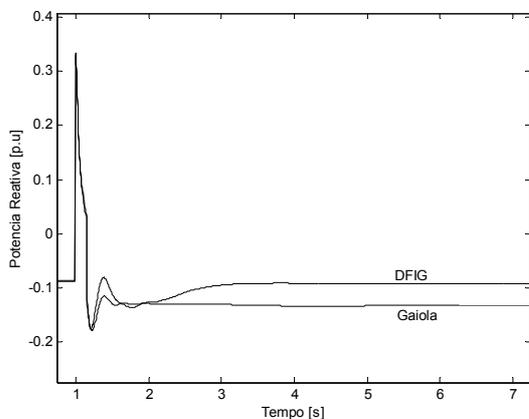


Figura 5 – Comportamento de Potência Reativa

Este é um fator limitante das configurações dos sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola, que contribui para redução na margem de estabilidade de tensão do sistema, porque “estressa” a rede elétrica, devido ao aumento da perda de potência reativa nas linhas.

A seguir é visto através da figura 6 o comportamento das tensões das barras 11, 12, 13 e 16 na configuração de aerogeradores em gaiola.

As tensões das barras 11, 12, 13 e 16, as quais estão próximas a barra de geração eólica, apresentam subtensão permanente, devido a maior demanda de potência reativa, a qual é extraída da rede, da máquina de indução em gaiola, pois apresentam valores de tensão abaixo de seus valores nominais. Nota-se que a barra 12 apresenta tensão mais baixa após a falta, isto se deve principalmente pela ausência de banco de capacitores junto a sua carga.

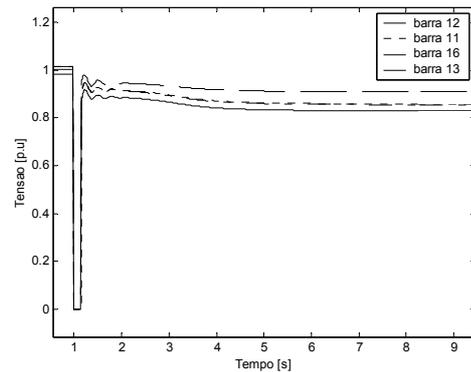


Figura 6 – Comportamento das tensões nas barras 11, 12, 13 e 16.

Foi aplicado um outro curto-circuito de 150 ms na barra 2 no qual está conectado o parque eólico, obtendo-se os resultados nas figuras abaixo.

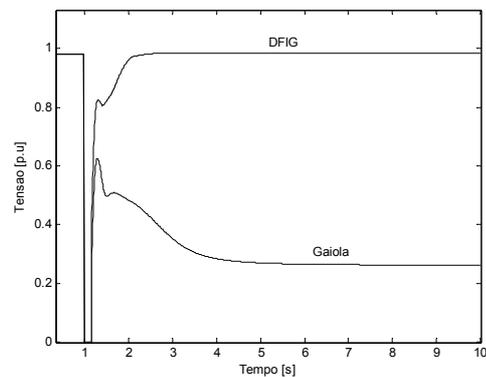


Figura 7 – Comportamento da Tensão

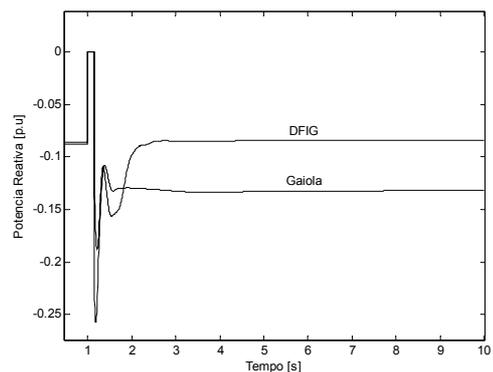


Figura 8 – Comportamento de Potência Reativa

O fenômeno de instabilidade de tensão presente na máquina de indução em gaiola pode ser explicado da seguinte forma: com o curto-circuito há uma queda de tensão como mostra a figura 7, o qual provoca uma redução da potência ativa gerada para a rede pelo sistema eólico. A potência mecânica proveniente do vento, que

praticamente se mantém constante gera um desbalanço de potências na equação de balanço da máquina. Este fato conduz a degradação no comportamento da tensão mostrada na figura 7. Quando a malha de controle do torque da máquina de indução duplamente excitada (DFIG) atua, aumentando o valor da potência ativa a partir do início da falta, resulta na recuperação da tensão mostrada na figura 7, após o curto ter sido eliminado.

A atuação da malha de controle de tensão do DFIG propicia a recuperação no nível de consumo de potência reativa por parte dos geradores assíncronos, como pode ser observado na figura 8. Por outro lado, a utilização dos geradores em gaiola sem controle, aumenta a demanda por potência reativa, necessária à manutenção da estabilidade transitória do sistema eólico, uma vez que o gerador de indução precisa consumir mais potência reativa do sistema elétrico para gerar potência ativa.

7.0 CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma abordagem sobre os sistemas eólicos de velocidade fixa usando as máquinas de indução em gaiola e os sistemas eólicos de velocidade variável usando máquinas de indução duplamente excitada. Também foi dada uma breve abordagem sobre o estudo de estabilidade de tensão, o qual para o caso deste artigo usa a análise dinâmica. Os modelos dinâmicos dos principais componentes do sistema eólico também foram apresentados.

As simulações avaliam a estabilidade de tensão em uma comparação com as máquinas de indução em gaiola e duplamente excitada. Os resultados das simulações mostram que os sistemas eólicos de velocidade variável apresentam melhor estabilidade de tensão, pois os geradores duplamente excitados com conversores estáticos no esquema anti-paralelo, apresentam reguladores de tensão, os quais contribuem para o aumento da margem de estabilidade de tensão. Isto garante que o sistema se mantenha estável por um período de tempo maior, diante a curtos-circuitos na rede elétrica.

8.0 AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN pela concessão dos dados da rede elétrica de Açu que foram de grande valia para o desenvolvimento do presente artigo.

9.0 REFERÊNCIAS

- [1] Amora, M. A. B.; “Análise da Interligação de Parques Eólicos a Sistemas Elétricos de Potência”; Dissertação de Mestrado (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – UFPA), 2001.
- [2] M. V. A., Nunes; H. H. Zürn, U. H. Bezerra *et al.* 2003b. Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids. Artigo Aceito para Publicação na *IEEE – Transactions on Energy Conversion*. 2003.
- [3] M. V. A., Nunes; “Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas”; Tese de Doutorado (Pós Graduação em Engenharia Elétrica – UFSC), 2003.
- [4] P. Kundur, Power System Stability and Control. USA: McGraw-Hill, 1994.
- [5] Deutsches Windenergie-Institute – Tech-wise A/S – DM Energy; European Communities, 2001.
- [6] J.G. Slootweg *et al.* - “Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations”, *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 18 (4), pp.516-524, Dec. 2003.
- [7] P. Sørensen *et al.*, “Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System”, Risø National Laboratory, Roskilde, Risø-R-1281(EN), Denmark, December 2001.
- [8] S. Muller, M. Deicke, R.W. De Doncker, “Doubly fed induction generator systems for wind turbines”, *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 8 (3), pp. 26 –33, May-June 2002.
- [9] R. Pena, J. C. Clare and G. M. Asher, “Doubly fed Induction Generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind –energy generation” *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, vol. 143 (3), May 1996.
- [10] Feijoo A., Cidras J., Carrillo C., “A third order model for the doubly-fed induction machine”, *Electric Power Systems Research*, Vol 56, 2000, pp 121-127.
- [11] P. C. Krause, O. Wasynczuk , S. D. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery. Piscataway, NJ: IEEE Press, 1994.
- [12] M. V. A. Nunes, J.P.A. Vieira, U. H. Bezerra, K. N. V. Matos *et al.* “Novas Práticas Operacionais Envolvendo Aerogeradores Interligados às Redes Elétricas Durante a Ocorrência de Falhas”. *IEEE/PES T&D 2004 Latin América*, São Paulo – SP.

