



VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005

Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 16 7681

Tópico: Qualidade da Energia em Sistemas com Geração Distribuída

IMPACTOS NA QUALIDADE DA ENERGIA DE UM PARQUE EÓLICO DE 192MW COM GERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADOS NO SISTEMA ELÉTRICO DA COELBA

KLEBER F. DA
SILVA*

SELÊNIO R.
SILVA

JUAN J. J. P.
FRANCO

JOSÉ A. S. BRITO

MARCO A.
SAIDEL

UFBA/UNIFACS

UFMG

COELBA

COELBA

USP

RESUMO

Este artigo apresenta um estudo do impacto na qualidade da energia de um parque de 192MW de geração eólico, composto de 96 turbinas de 2MW operando à velocidade variável equipadas com geradores de indução duplamente alimentados, no sistema elétrico da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA. A primeira estratégia abordada é o controle de velocidade do gerador com a maximização da eficiência energética da turbina, com dinâmica excessivamente rápida, que entretanto deteriora o perfil de tensões nas barras do sistema elétrico. De forma a reduzir as variações momentâneas de tensão é implementada uma segunda estratégia baseada numa redução da largura de faixa das malhas de controle que torna o sistema dinamicamente mais lento reduzindo os transitórios de potência. Uma terceira técnica utiliza-se de uma realimentação e controle da potência ativa na rede, ficando a velocidade livre para excursionar num range seguro de operação, reduzindo acentuadamente as variações rápidas de potência ativa e reativa no gerador.

PALAVRAS-CHAVE

Parque eólico; turbinas eólicas; integração na rede elétrica; qualidade de energia; velocidade variável.

1.0 INTRODUÇÃO

O uso de fontes alternativas de energia, em particular a energia eólica, vem sendo

intensamente incentivado no Brasil, de forma a diversificar a matriz energética de geração nacional. No estado da Bahia destacam-se regiões do interior, com ventos médios anuais de 8,5m/s, a exemplo do sítio eólico de Caetité próximo à subestação de Serra da Mesa por onde passa a linha de interligação 500kV Norte-Sul. Neste local está sendo avaliada a interligação de uma usina eólica de 192MW, a ser conectada numa barra de 230kV da subestação de Bom Jesus da Lapa (BJLapa), através de uma linha de transmissão em circuito duplo de 230kV. Este artigo pretende contribuir para a análise de Sistemas de Conversão de Energia Eólica (SCEE's) com turbinas operando à velocidade variável acionando geradores de indução de dupla alimentação (DFIG) compondo este parque eólico de 96 turbinas de 2MW, interligado ao ponto de acoplamento comum (PAC) cuja potência de curto-circuito máxima é de 2.432MW, ou aproximadamente 12 vezes a potência da usina eólica, tornando significativo o impacto desta no funcionamento da rede elétrica.

2.0 QUALIDADE DA ENERGIA EM USINAS EÓLICAS

Os principais distúrbios causados na rede elétrica por uma central eólica conectada, devido aos fenômenos internos à usina, são [1]:

- Variações no perfil de tensão das barras;
- Injeção de correntes harmônicas;
- Flutuações de tensão ("flicker")
- Sobretensões e sobrefrequências em situações de ilhamento.

Além das soluções clássicas para estes problemas como a alteração nos componentes e reforço da rede elétrica e a instalação de equipamentos condicionadores de energia, pode-se minorar alguns destes efeitos através da correta seleção da tecnologia de turbina a ser utilizada e da estratégia de controle no nível da turbina e no nível do gerador e as correspondentes interações entre estes controles.

3.0 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O modelo do SCEE com máquina de indução duplamente alimentada (DFIG) e respectivos sistemas de controle do conversor estático do lado do rotor (RSC) e do lado da rede (GSC), para a turbina de 2MW foi desenvolvido no ambiente Matlab/Simulink, bem como o sistema elétrico da COELBA reduzido, onde o parque eólico será conectado. Assim as 96 turbinas do parque foram agrupadas em conjuntos de máquinas equivalentes ou mesmo numa única máquina dinamicamente equivalente a depender dos objetivos do estudo sendo realizado (regime permanente ou transitório do parque).

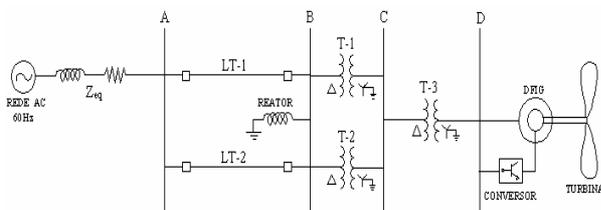


Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico

Na figura acima, Barra-A = BJJlapa(230kV); Barra-B = Caetitê(230kV); Barra-C =Gerador-(34,5kV); Barra-D=Gerador(690V).

3.1 Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG)

O DFIG é composto no circuito do rotor bobinado por dois conversores fonte de tensão (VSC) com barramento intermediário de corrente contínua (Link DC), enquanto o circuito do estator é conectado diretamente à rede elétrica. Os conversores podem operar como retificador ou como inversor utilizando a modulação por largura de pulsos (PWM), sendo projetados para fornecer ou consumir potência ativa do circuito do rotor para a rede. As técnicas de controle vetorial de campo orientado permitem o controle desacoplado dos fluxos de potência ativa e

reativa tanto do rotor para a rede como também do estator para a rede. De forma a reduzir a potência do conversor estático é mais comum operar a turbina com fator de potência unitário no conversor do lado da rede (GSC) enquanto o fluxo de potência reativa entre o DFIG e a rede elétrica é todo feito pelo estator, sendo controlado pelo conversor do lado do rotor (RSC). [2]

3.2 Modelo da turbina eólica

A turbina eólica realiza a conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica, sendo disponibilizada no eixo do gerador acoplado. A potência que a turbina consegue extrair do vento (P_T) é função da densidade do ar (ρ), área de varredura das pás (A), velocidade do vento incidente (V_w) e do coeficiente de potência (C_p) que representa o rendimento aerodinâmico da turbina [2]:

$$P_T = \frac{\rho}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot A \cdot V_w^3 \quad (1)$$

O coeficiente de potência entretanto depende dos valores do ângulo de passo (β), dado pela rotação da pá da turbina em torno do seu eixo longitudinal que é realizado por um servo-sistema de posicionamento, e da velocidade específica (λ) que é a relação de velocidades tangencial na ponta das pás (V_{tg}) e do vento (V_w):

$$\lambda = \frac{V_{tg}}{V_w} = \frac{\omega_T \cdot R}{V_w} \quad (2)$$

onde R é o raio da turbina e ω_T é a velocidade angular da turbina eólica. O modelo matemático para o cálculo do coeficiente de potência (C_p) é dado por [1],[2]:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right) \cdot e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (3)$$

com:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4)$$

A Fig.2 apresenta as curvas do C_p para vários valores do ângulo β , função da velocidade específica λ , para a turbina cujos parâmetros estão no Apêndice:

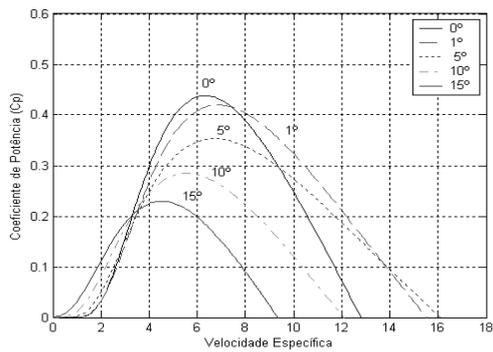


Figura 2 – Curvas dos coeficientes de potência

Observa-se que a medida que se aumenta o ângulo de passo, o rendimento aerodinâmico da turbina diminui, e que existe um valor de λ ótimo no qual o rendimento é maximizado.

3.3 Modelo da máquina de indução

A máquina de indução pode ser representada utilizando a convenção motora, em coordenadas complexas com referencial na velocidade síncrona do vetor fluxo de estator ($\vec{\varphi}_s$) conforme a seguir [5]:

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d}{dt} \vec{\varphi}_s + j \omega_s \vec{\varphi}_s \quad (5)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d}{dt} \vec{\varphi}_r + j (\omega_s - \omega_r) \vec{\varphi}_r \quad (6)$$

onde \vec{v} , \vec{i} , $\vec{\varphi}$ representam os vetores complexos de tensão, corrente e fluxo do estator e do rotor; R_s , R_r são as resistências de estator e rotor e ω_s , ω_r são as velocidades elétricas do campo girante estatórico e do rotor. As equações dos fluxos magnéticos de estator e rotor são:

$$\vec{\varphi}_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r \quad \vec{\varphi}_r = L_m \vec{i}_s + L_r \vec{i}_r \quad (7)$$

onde L_s , L_r são as indutâncias próprias do estator e rotor, e L_m é a indutância mútua. O torque eletromagnético é dado por:

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{L_m}{L_s} \cdot \text{Im} \{ \vec{\varphi}_s \cdot \vec{i}_r^* \} \quad (8)$$

onde “p” é o número de pares de pólos; “*” denota o complexo conjugado; “Im” denota parte imaginária, “Re” denota parte real, e o termo (3/2) advém da transformação trifásico-bifásico utilizada [5]. As potências ativa e reativa do

estator em regime permanente, para um sistema e carga simétricos são dadas por: [5]

$$P_s = \frac{3}{2} \cdot \text{Re} \{ \vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^* \} \quad Q_s = \frac{3}{2} \cdot \text{Im} \{ \vec{v}_s \cdot \vec{i}_s^* \} \quad (9)$$

A equação mecânica é dada por:

$$\frac{J}{p} \cdot \frac{d}{dt} \omega_r = T_e - T_L \quad (10)$$

3.4 Estratégia de controle de velocidade

Na primeira estratégia de controle analisada neste artigo a turbina é operada em velocidade variável, ajustando-se continuamente a velocidade da turbina, para diferentes velocidades do vento, de forma a manter a velocidade específica no valor ótimo. Com isto maximiza-se a eficiência energética da usina eólica produzindo-se sempre a máxima potência nos terminais do gerador. O controle de velocidade é realizado pelo conversor do lado do rotor (RSC), utilizando-se o controle vetorial com eixo “d” orientado no vetor fluxo estatórico, e eixo “q” em quadratura com este. Assim consegue-se controlar de forma desacoplada as correntes rotóricas i_{rd} e i_{rq} e conseqüentemente, a potência reativa do estator Q_s e a velocidade mecânica do gerador ω_m . [6]

Nesta estratégia de controle, para velocidades de vento abaixo da nominal da turbina (12m/s), a velocidade do gerador é ajustada de forma a obter-se o λ ótimo, maximizando a potência extraída do vento. Para velocidades de vento acima da nominal a potência produzida é mantida constante no valor nominal através do aumento do ângulo de passo (“pitch control”) e a velocidade do gerador também é mantida no valor nominal, objetivando-se uma operação segura da máquina, desviando-se entretanto da relação ótima de velocidades.

3.4.1 Conversor do lado do rotor (RSC)

Para o projeto das malhas de controle do conversor do lado do rotor, as equações vetoriais são desmembradas em equações de eixo “d” e de eixo “q” de forma que ficam definidas as equações dinâmicas das correntes i_{rd} e i_{rq} :

$$\sigma \cdot L_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rq} + R_r \cdot i_{rq} = v_{rq} - v_{rq \text{ comp}} = v_{rq}' \quad (11)$$

$$\sigma \cdot L_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rd} + R_r \cdot i_{rd} = v_{rd} + v_{rdcomp} = v_{rd}' \quad (12)$$

onde v_{rdcomp} e v_{rqcomp} são termos de tensões a serem compensados com sinais diretos na saída dos controladores e “ σ ” é o coeficiente de dispersão de fluxo total da máquina:

$$v_{rqcomp} = L_r \cdot \omega_{es} \cdot [\sigma \cdot i_{rd} + (1 - \sigma) \cdot i_{ms}] \quad (13)$$

$$v_{rdcomp} = L_r \cdot \left[\sigma \cdot \omega_{es} \cdot i_{rq} - (1 - \sigma) \cdot \frac{d}{dt} i_{ms} \right] \quad (14)$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s \cdot L_r}; \quad i_{ms} = \frac{\varphi_{sd}}{L_m}; \quad \omega_{es} = \omega_s - \omega_r \quad (15)$$

As malhas de controle mais internas das correntes têm a seguinte configuração:

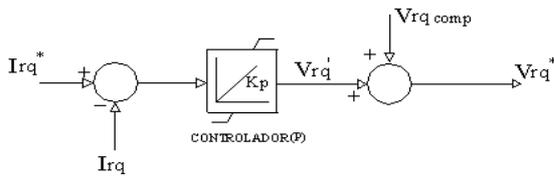


Figura 3 – Malha de controle da corrente do rotor i_{rq}

As grandezas de saída V_{rq}^* e V_{rd}^* são as tensões de referência a serem sintetizadas pelo conversor estático do lado do rotor (RSC) após sua transformação para as grandezas no referencial trifásico. Mais externa à malha de corrente (dinâmica mais rápida), tem-se uma malha de controle de velocidade de dinâmica mais lenta, obtida a partir da expressão do torque eletromagnético função das componentes d,q das correntes e dos fluxos:

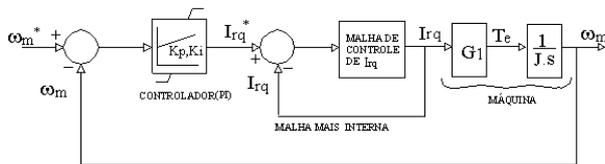


Figura 4 – Malha de controle de velocidade

onde ω_m é a velocidade mecânica do rotor; J é o momento de inércia total das partes girantes; e a constante G_1 é dada por:

$$G_1 = -\frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{L_m}{L_s} \cdot \varphi_{sd} \quad (16)$$

3.4.2 Conversor do lado da rede (GSC)

O conversor do lado da rede têm a função de manter constante a tensão no barramento CC intermediário (V_{dc}) e controlar o fluxo de potência ativa e reativa entre a rede e o rotor da máquina. Entretanto, de forma a reduzir as correntes harmônicas injetadas pelo rotor no sistema, um filtro LCL foi projetado conforme procedimento descrito em [3], cujos parâmetros estão no Apêndice:

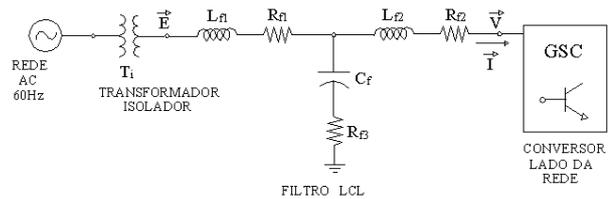


Figura 5 – Filtro LCL no circuito do rotor

Escreve-se a equação vetorial para o circuito do rotor, de forma simplificada, onde a orientação dos eixos d,q foi feita no vetor tensão da rede (\vec{e}), portanto com velocidade síncrona ω_s :

$$\vec{e} = R_f \vec{i} + L_f \cdot \frac{d}{dt} \vec{i} + \vec{v} - j \cdot \omega_s \cdot L_f \cdot \vec{i} \quad (17)$$

onde $R_f = R_{f1} + R_{f2}$ e $L_f = L_{f1} + L_{f2}$. A partir desta equação, são obtidas as equações dos eixos d,q e projetados os controladores das correntes i_d e i_q no lado AC do GSC (malha mais interna de dinâmica mais rápida) e da tensão V_{dc} (malha mais externa de dinâmica mais lenta), de forma similar ao projeto realizado para o conversor do lado do rotor (RSC):

$$L_f \cdot \frac{d}{dt} i_d + R_f \cdot i_d = -v_d + [e_d + \omega_s \cdot L_f \cdot i_q] \quad (18)$$

$$L_f \cdot \frac{d}{dt} i_q + R_f \cdot i_q = -v_q + [e_q - \omega_s \cdot L_f \cdot i_d] \quad (19)$$

onde v_d e v_q são as tensões de eixos “d” e “q” na entrada do GSC e os termos entre colchetes deverão ser compensados por sinais diretos na saída dos controladores (P) de corrente. Como o eixo “d” foi posicionado sobre o vetor tensão da rede (\vec{e}), tem-se que $e_d = |\vec{e}|$ e $e_q = 0$.

3.4.3 Resultados das simulações

Numa primeira estratégia de controle, adotou-se as frequências de corte das bandas de passagem dos controladores, a partir da frequência de

chaveamento (5kHz) e das constantes de tempo dos equipamentos turbina-gerador, obtendo-se os valores de $f_{c1}=2\text{KHz}$ para o controlador (P) das malhas de corrente (do rotor $i_{rd,q}$ e do GSC $i_{d,q}$) e $f_{c2}=200\text{Hz}$, $f_{c3}=20\text{Hz}$ para os controladores (PI) das malhas de velocidade e tensão do barramento de corrente contínua. As potências reativas do estator (Q_s) e do rotor (Q_r) são controladas em malha aberta, e ajustadas nulas, através do controle das correntes i_{rd} e i_{q} .

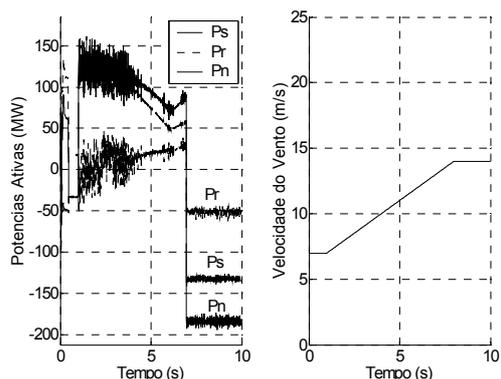


Figura 6 – Potências ativas e rampa de vento

A Fig.6 apresenta as potências ativas de estator (P_s), de rotor (P_r) e total injetada na rede (P_n) na barra de 34,5kV do gerador para uma rampa de vento simulada (7m/s para 14m/s durante 7s). Na Fig.7 apresenta-se o perfil de tensões no sistema durante esta variação de vento:

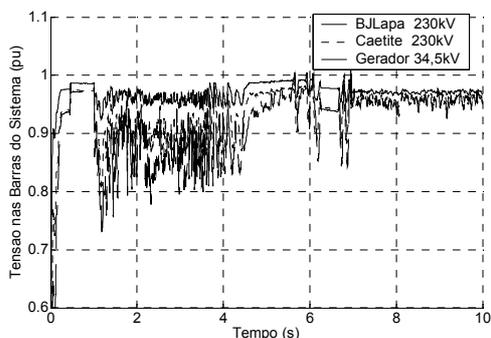


Figura 7 – Tensões nas barras do sistema

De forma a reduzir os afundamentos de tensão verificados no sistema durante a rampa de vento, função dos picos de potência ativa e reativa ocorridos na aceleração da turbina, fez-se um segundo projeto do sistema de controle vetorial reduzindo-se as larguras de faixa das malhas de controle, ajustando-se as frequências de corte em $f_{c1}=500\text{Hz}$, $f_{c2}=50\text{Hz}$ e $f_{c3}=5\text{KHz}$. Assim houve uma melhora no comportamento das tensões

com um afundamento máximo de 0,88pu na barra de 34,5kV do parque eólico:

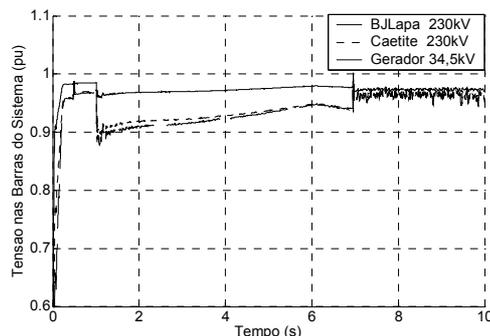


Figura 8 – Tensões com ganhos reduzidos

De forma a aumentar a flexibilidade operacional da usina foi implementada uma terceira estratégia de controle baseada na realimentação da potência ativa injetada na rede [4]. A potência de referência pode ser calculada a partir da velocidade do vento ou da velocidade mecânica da turbina. Como esta última é uma medição mais confiável, foi adotada nas simulações deste artigo, sendo a potência de referência calculada da seguinte forma:

$$P_n^* = C_{p \max} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot \left(\frac{\omega_T}{\lambda \cdot \text{otimo}} \right)^3 R^3 \quad (20)$$

Neste caso, a turbina não opera maximizando a potência gerada, pois a velocidade fica livre podendo excursionar num range seguro de operação, seguindo a velocidade do vento. O tempo de estabilização da velocidade é mais elevado, entretanto os picos de potência são bastante reduzidos, conforme a Fig.9 a seguir:

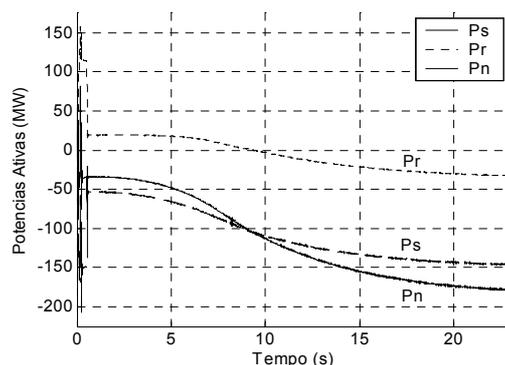


Figura 9 – Realimentação e controle de potência

Verifica-se na Fig.10, que neste caso as tensões do sistema elétrico praticamente não variam com a rampa de vento aplicada no parque eólico:

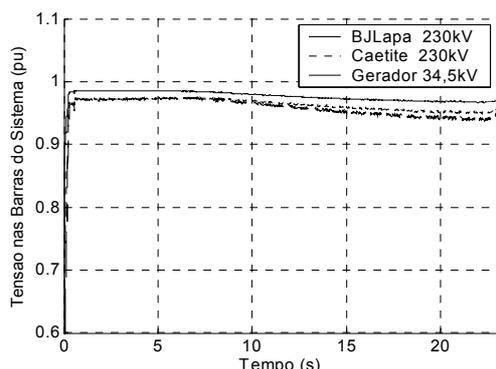


Figura 10 – Tensões com o controle de potência

4.0 CONCLUSÃO

Este artigo apresentou um estudo dos impactos na qualidade da energia do sistema de potência com a integração de um parque eólico de 192MW. Três estratégias de controle foram implementadas sendo o controle de velocidade, controle de velocidade com largura de faixa das malhas reduzidas, e realimentação e controle de potência ativa da rede. Verificou-se que a primeira estratégia maximiza a eficiência da produção de energia da usina porém deteriora os perfis de tensão na rede durante variações do vento. A segunda melhora o comportamento das tensões transitórias sem afetar praticamente as potências entregues ao sistema em regime permanente. Já a terceira estratégia praticamente elimina os picos de potência injetados no sistema e os afundamentos de tensão, reduzindo entretanto a eficiência da central de geração.

APÊNDICE

Tabela-1: Parâmetros do gerador DFIG

Parâmetros	Valor/Unidade
Pot. (P_n) / Tensão (V_n) / (f_s)	2 MW / 690 V / 60 Hz
Resistências (R_s) e (R_r)	0,002381 Ω
Indutâncias (L_s) / (L_r)	1,9576 / 1,9448 mH
Indutância mútua (L_m)	1,8944 mH
Pares de pólos (p)	2

Tabela-2: Parâmetros do filtro LCL do rotor

Parâmetros	Valor/Unidade
Indutâncias (L_{f2}) / (L_{f1})	0,071 / 0,036 mH
Resist. (R_{f2}) / (R_{f1}) / (R_{f3})	0,0003 / 0 / 0,33 Ω
Capacitância (C_f)	222,8 μ F

Tabela-3: Parâmetros da turbina de 2MW

Parâmetros	Valor/Unidade
Potência nom. / Veloc. Rotor	2 MW / 9-21rpm
Diâm. Rotor / Relaç. Transm.	75m / 111,5
Momento de inércia total	5,9x10 ⁶ Kg.m ²
Vento cut-in / nominal / cut-out	5m/s -12m/s-25m/s
Densidade do ar	1,225 Kg/m ³

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Heier, S. "Grid integration of wind energy conversion systems", John Wiley & Sons, 1998.
- [2] Sloopweg, J.G., Polinder, H.,Kling, W.L. "Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations", IEEE Trans. on Energy Conv., Vol.18, N°4, Dec 2003.
- [3] Liserre, M., Blaabjerg, F., Hansen, S. "Design and control of an LCL-filter based three-phase active rectifier", Conf. Rec. IEEE-IAS, Chicago, USA, 2001.
- [4] Hansen, A.D., Iov, F., Sorensen, P., Blaabjerg, F. "Overall control strategy of variable speed doubly-fed induction generator wind turbine", NWPC, Chalmers Univ. of Tech., 2004.
- [5] Kundur, P. "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, USA, 1993.
- [6] Oliveira, R.G., Nied, A., Pinheiro, E.L.R., Silva, S.R., Brito, J.A.S., da Silva, K.F. "Modeling, control and analysis of wind power plant using doubly-fed induction generator", VI Induscon – IEEE, Joinville, 2004.