

Modelagem e Controle LQR para Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

Stefânia de Oliveira Silva
Departamento de Engenharia Elétrica - UFCG
Laboratório de Eletrônica Industrial
e Acionamento de Máquinas - LEIAM
Universidade Federal de Campina Grande
Email: sosilva4@gmail.com

Péricles Rezende de Barros
e George Acioli Júnior
Departamento de Engenharia Elétrica - UFCG
Laboratório de Instrumentação Eletrônica e Controle
Email: prbarros@dee.ufcg.edu.br
georgeacioli@dee.ufcg.edu.br

Resumo—Neste artigo apresenta-se o desenvolvimento de um modelo linear da turbina eólica de velocidade variável, mediante implementação do controlador linear quadrático (LQR) com estimativa de perturbação. A dinâmica do sistema de turbinas eólicas é descrita por um modelo matemático de múltiplas entradas e múltiplas saídas, nas quais as condições de funcionamento da turbina tornam-se sujeitas as flutuações da carga criando fadiga e danos ao sistema. A otimização de todo o sistema é definido com relação ao equilíbrio entre a maximização da conversão de energia eólica e a minimização da fadiga na estrutura mecânica. A solução se dá pelo controle usando um regulador linear quadrático, e o desempenho do controlador ótimo são avaliadas e discutidos por meio do conjunto de simulações.

Palavras-Chaves – Controlador, Energia Renovável, Modelagem, Turbinas Eólicas.

I. INTRODUÇÃO

Atualmente, a energia eólica é a forma mais competitiva de energia renovável. Nas últimas décadas, o tamanho e a capacidade das turbinas eólicas aumentaram consideravelmente, entretanto, as suas componentes estruturais tornaram-se relativamente mais leves para manter os custos mais baixos. Diante de tal fato, foi imposto maiores exigências sobre os regimes de controle da turbina, portanto, a implementação de sistemas de controle avançado tem-se tornado uma maneira promissora de reduzir a fadiga das cargas [1].

A operação desse tipo de turbina eólica pode ser decomposta em quatro regiões de operação. Em geral, no baixo regime de velocidade do vento, a turbina tem de maximizar a quantidade de energia que pode extrair do vento, e na alta velocidade, a quantidade de energia elétrica emitida tende a ser limitada ao valor nominal do gerador, com a finalidade de evitar o sobreaquecimento conforme ilustrado na Figura 1.

A expansão da geração da energia eólica tem motivado estudos em vários aspectos, desde os relacionados aos parques eólicos dos sistemas elétrico existentes à escolha do melhor tipo de turbina a ser utilizado com os vários tipos de controladores. Muitos trabalhos de pesquisa utilizam o controle de turbinas eólicas de velocidade variável a partir de técnicas simples de única entrada e única saída (do inglês *single-input single-output* - SISO), ou para um sistema de múltiplas entradas e múltiplas saídas (do inglês *multiple-input multiple-output* - MIMO). Em Camblong [2] algumas soluções são

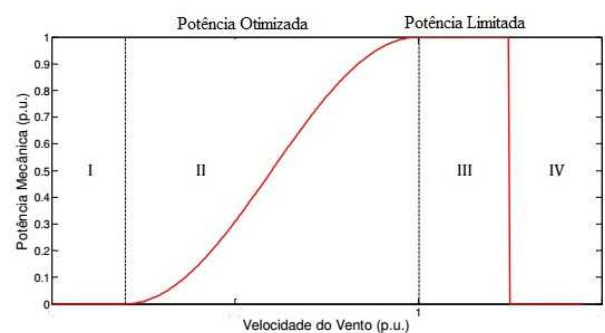


Figura 1. Regiões de operação da turbina

propostas usando controladores proporcional-integral (PI) e alocações de polos (RST). Esses métodos, apesar de simples e robustos, não estão em conformidade com a necessidade de construção de um controlador multivariável.

De acordo com Nouridine [3] o objetivo da teoria de controle é determinar os sinais de controle que um processo satisfaça as restrições físicas e ao mesmo tempo minimizar e/ou maximizar alguns critérios de desempenho. Em geral, os métodos de controle existentes baseiam-se na utilização de modelos lineares que harmonizem as dinâmicas não lineares da turbina e que permitam obter soluções relativamente simples e analíticas para serem implementáveis em aplicações práticas [5].

Neste artigo, o projeto do controlador apresentado abrange a trajetória operacional nominal, levando em consideração os requisitos que são exigidos nas operações das turbinas eólicas. Os parâmetros de incerteza aerodinâmica são analisados, e a robustez incliná-se em proporcionar estabilidade e desempenho em relação às variações. Do ponto de vista de controle, a importância reside não só em assegurar um bom funcionamento, mas também reduzir a fadiga da carga entregue à rede. O artigo apresenta uma descrição detalhada do comportamento das turbinas eólicas a partir de um modelo muito simples usado apenas para obter uma descrição do comportamento global, para um problema complexo que integra vários graus de liberdade, tornando-o mais flexível para

mudanças em possibilidades de controle. Permitindo, assim, o estudo da produção de energia elétrica ou da caracterização dos fenômenos mecânicos que afetam a estrutura.

O artigo está organizado da seguinte forma: na Seção II descreve o modelo da turbina eólica, na Seção III linearização e representação em espaço de estado, na Seção IV o controlador LQR, na Seção V são apresentados os resultados de simulação, e finalizado com a conclusão na Seção VI.

II. MODELAGEM MATEMÁTICA

As turbinas eólicas de eixo horizontal são organizadas em quatro subsistemas: aerodinâmico, mecânico, elétrico e servo passo, como ilustrado na Figura 2.

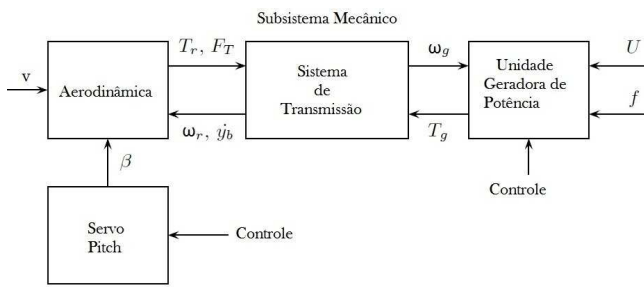


Figura 2. Diagrama de blocos dos subsistemas de uma turbina de velocidade e passo variável

O subsistema aerodinâmico tem a função de transformar a velocidade do vento em força sobre as pás que originam o movimento de rotação. O subsistema mecânico é subdividido em dois blocos funcionais: sistema de transmissão e estrutura de suporte (torre). O sistema de transmissão transfere o torque aerodinâmico sobre as pás para o eixo do gerador; e a estrutura de suporte (torre) sustenta a força de impulso que o vento age sobre o mesmo. A estrutura da turbina eólica do trabalho utiliza a técnica de transmissão de acionamento direto, modelado por dois corpos rígidos ligados a um eixo flexível. O subsistema elétrico faz a conversão da energia mecânica no eixo do gerador em energia elétrica. E finalmente, o subsistema servo passo que modela o comportamento do ângulo de passo, garantindo a regulação da velocidade do vento acima do nominal através da rotação das pás coletiva. Ao modelo da estrutura da turbina foram incluídas as principais cargas que afetam a estrutura mecânica, como o modo de oscilação do sistema de acionamento, a dinâmica do movimento horizontal da torre e o modo de flexão das pás.

A. Modelo do Vento

A investigação do sistema de conversão de energia eólica, especialmente o desenvolvimento de soluções de controle, envolvem a modelagem da velocidade do vento como um processo aleatório. A velocidade do vento é a composição de dois elementos: a velocidade média do vento variando lentamente e a componente turbulenta variando rapidamente, tal que, é dada por uma distribuição normal com valor médio igual a zero e desvio padrão proporcional ao valor atual da velocidade média do vento. A componente turbulenta da

velocidade do vento, considerada como a perturbação do sistema, é gerado pela alimentação do filtro H_f com um ruído branco [6].

Neste trabalho utiliza-se o filtro proposto em [7]:

$$H_f(s) = K_f \frac{m_1 T_f s + 1}{(T_f s + 1)(m_2 T_f s + 1)} \quad (1)$$

onde $T_f = 11,36$, $K_f = 44,11$, $m_1 = 0,4$ e $m_2 = 0,25$ calculados de acordo com [6].

B. Subsistema Aerodinâmico

O rotor da turbina eólica converte a energia do vento ao eixo do rotor, girando à velocidade ω_r . A potência da turbina eólica depende da densidade do ar, ρ , do raio da pá R e da velocidade média do vento v . A partir da energia disponível na área varrida pelo rotor, o torque aerodinâmico (2) e a força de impulso (3) são dados com base nos coeficientes de potência e impulso, $C_p(\lambda(t), \beta(t))$ e $C_t(\lambda(t), \beta(t))$, que dependem do ângulo das pás, β , e da razão entre a velocidade de ponta da pá pela velocidade do vento, λ .

$$T_r = \frac{\rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^2}{2\omega} \quad (2)$$

$$F_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_t(\lambda, \beta) v^2 \quad (3)$$

De acordo com Munteanu [6] nenhuma turbina pode capturar mais que 59,3% da energia cinética do vento. Existem várias expressões para o coeficiente de potência, tais como expressões exponenciais em [8], ou uma expressão sinusoidal em [9]. Neste artigo, os coeficientes de potência e impulso são definidos como:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta \right) e^{\left(\frac{-21}{\lambda_i} \right)} + 0,0068\lambda \quad (4)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}.$$

$$C_t(\lambda, \beta) = (0,000018851\beta + 0,000077364)\lambda^3 + (-0,00082131\beta - 0,0052121)\lambda^2 + (-0,0024011\beta + 0,1595)\lambda + 0,12105\beta - 0,25697. \quad (5)$$

C. Subsistema Mecânico

O modelo mecânico do projeto, partiu do modelo simplificado de duas massas com acionamento flexível caracterizado pela rigidez K_s e amortecimento B_s ilustrado na Figura 3.

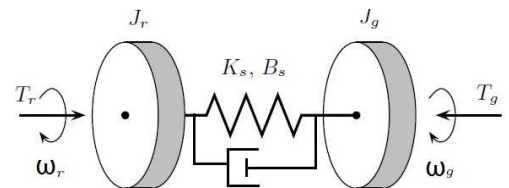


Figura 3. Modelo de duas massas

O modelo de duas massas corresponde a grande inércia do rotor da turbina J_r , compreendendo as pás e o cubo, e a pequena inércia J_g , o gerador. Em conclusão, a rotação do rotor torna-se um equilíbrio entre o torque aerodinâmico T_r aplicado pelo vento e o torque elétrico T_g desenvolvido pelo gerador. Este fato é descrito pela seguinte equação mecânica que também modela o movimento do rotor da turbina:

$$J_r \dot{\omega}_r = T_r - T_s \quad (6)$$

$$T_s = K_s \theta_s + B_s \dot{\theta}_s \quad (7)$$

onde θ_s é a torção do sistema de transmissão $\theta_s = \theta_r - \theta_g$.

As equações dinâmicas de movimento das turbinas eólicas que descrevem o comportamento do sistema sob a influência de forças exteriores, são desenvolvidos perante equações diferenciais na forma de matrizes [12]:

$$M\ddot{q} + C\dot{q} + Kq = Q(\dot{q}, q, t, u) \quad (8)$$

onde M , C e K , são as matrizes de massa, amortecimento e rigidez; Q é o vetor de forças que atuam sobre o sistema e q vetor de coordenadas generalizada, definido $q = [y_t \ \zeta \ \theta_r \ \theta_g]^T$, onde y_t é o deslocamento horizontal da torre, ζ movimento oscilante das pás, θ_r e θ_g as posições angulares do rotor e gerador, respectivamente, ilustrado na Figura 4.

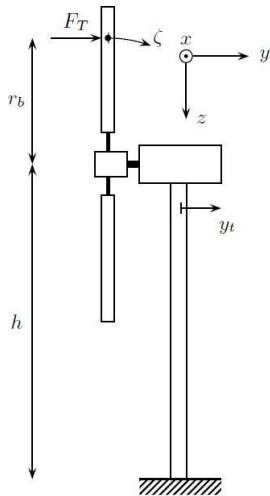


Figura 4. Diagrama esquemático do subsistema mecânico

O vetor de forças generalizadas é:

$$Q = [3F_T \ 3F_T r_b \ T_r \ T_g]^T \quad (9)$$

onde F_t é a força de impulso, T_r o torque aerodinâmico e T_g torque eletromagnético desenvolvido pelo gerador. As forças axiais distribuídas ao longo de cada pá foram substituídas por uma força F_t aplicada a uma distância r_b do eixo de rotação.

Para a estrutura mecânica com poucos graus de liberdade, segue a equação de Lagrange [13]:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} \right) - \frac{\partial E_c}{\partial q_i} + \frac{\partial E_p}{\partial q_i} + \frac{\partial E_d}{\partial \dot{q}_i} = Q_i \quad (10)$$

onde E_c , E_d e E_p denotam as energias cinéticas, dissipadas e potenciais; q e $\dot{q}_i$ são os elementos do vetor de coordenadas generalizada. A energia cinética, potencial e de dissipação acumulado pelo sistema são dados por:

$$E_c = \frac{J_r}{2} \omega_r^2 + \frac{J_g}{2} \omega_g^2 + 3 \frac{M_b}{2} (\dot{y}_t + r_b \dot{\zeta})^2 + \frac{M_t}{2} \dot{y}_t^2 \quad (11)$$

$$E_p = \frac{K_s}{2} (\theta_r - \theta_g)^2 + 3 \frac{K_b}{2} (r_b \zeta)^2 + \frac{K_t}{2} y_t^2 \quad (12)$$

$$E_d = \frac{B_s}{2} (\omega_r - \omega_g)^2 + 3 \frac{B_b}{2} (r_b \dot{\zeta})^2 + \frac{B_t}{2} \dot{y}_t^2 \quad (13)$$

Em (11)-(13) M_t são as massas da torre e nacelle e M_b são as massas das pás. B_b , B_s e B_t representam os coeficientes de amortecimento da pá, do eixo de transmissão e da torre; similarmente K_b , K_s e K_t representam os coeficientes de rigidez; θ_r e θ_g são as posições angulares do rotor e gerador.

D. Subsistema Elétrico

A potência elétrica é controlada ajustando a corrente do rotor, o que por sua vez, regula a quantidade de torque exercido pelo gerador ao eixo de velocidade [14]. O gerador de indução funciona em operação normal com baixo escorregamento, tipicamente cerca de 2% definido como:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_r} \quad (14)$$

onde ω_s é a velocidade síncrona do gerador. Assim, as características não-lineares de torque pode ser aproximada linearmente usando a equação 15:

$$T_g = B_g (\omega_s - \omega_g) \quad (15)$$

onde B_g é o amortecimento intrínseco do gerador.

E. Subsistema Servo Passo

A dinâmica do atuador de passo é modelado como um sistema de primeira ordem [4]:

$$\frac{\beta}{\beta_{ref}} = \frac{1}{1 + T_\beta s} \quad (16)$$

onde β_{ref} é o ângulo de inclinação desejado, β é o ângulo de inclinação das pás real e T_β é a constante de tempo. Levá-se em consideração o fato do motor servo-passo ter limitações físicas, assim, a modelagem inclui o modelo de saturação na posição e na velocidade. Para o estudo, os valores de saturação de posição são -45° a 45° e de velocidade de $10^\circ/s$.

III. LINEARIZAÇÃO E REPRESENTAÇÃO EM ESPAÇO DE ESTADOS

O modelo de sistemas de conversão de energia eólica é obtida através da interligação dos modelos individuais dos subsistemas. Embora se tenha o modelo linear para o sistema mecânico e assume-se que o gerador e o atuador de passo operem em suas regiões lineares, o modelo global é altamente não-linear devido a aerodinâmica das turbinas eólicas. Desta forma é necessário linearizar o torque aerodinâmico e a força de impulso em torno de um ponto de operação.

Linearizando as expressões da força de impulso e torque aerodinâmico de acordo com os rendimentos, tem se:

$$\Delta T_r = T_\omega \Delta \omega + T_\beta \Delta \beta + T_v \Delta v \quad (17)$$

$$\Delta F_T = F_\omega \Delta \omega + F_\beta \Delta \beta + F_v \Delta v \quad (18)$$

o operador Δ corresponde ao desvio dos valores do ponto de linearização $S_i(x_i, u_i)$ e os coeficientes T_ω, T_β, T_v e F_ω, F_β, F_v são definidos por:

$$T_\omega = \left(\frac{\partial T_r}{\partial \omega} \right) T_\beta = \left(\frac{\partial T_r}{\partial \beta} \right) T_v = \left(\frac{\partial T_r}{\partial v} \right) \quad (19)$$

$$F_\omega = \left(\frac{\partial F_t}{\partial \omega} \right) F_\beta = \left(\frac{\partial F_t}{\partial \beta} \right) F_v = \left(\frac{\partial F_t}{\partial v} \right) \quad (20)$$

O modelo no espaço de estado do sistema linearizado pode ser representado pela equação (21):

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu, \\ y = Cx, \end{cases} \quad (21)$$

onde $x = (\theta_s \quad \zeta \quad y_t \quad \omega_r \quad \omega_g \quad \dot{\zeta} \quad \dot{y}_t \quad \beta)^T$, é o vetor de estado e $u = (v, \beta, \omega)$ é o vetor de controle. A saída do sistema $y = (y_t \quad \zeta \quad \omega_r \quad \omega_g)^T$ e as matrizes de A, B e C são, respectivamente:

$$A = \begin{bmatrix} 0_{3 \times 4} & L_{3 \times 4} & 0 \\ -M^{-1}K & -M^{-1}C & -M^{-1}Q1 \\ 0_{1 \times 3} & 0_{1 \times 4} & -1/\tau_\beta \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0_3 \\ -M^{-1}Q2 \\ 0 \quad 1/\tau_\beta \quad 0 \end{bmatrix} \quad C = [0_{4 \times 3} \quad I_4 \quad 0]$$

onde

$$M = \begin{bmatrix} M_t + 3M_b & 3M_b r_b & 0 & 0 \\ 3M_b r_b & 3M_b r_b^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J_g \end{bmatrix}$$

$$K = \begin{bmatrix} K_t & 0 & 0 \\ 0 & K_b r_b^2 & 0 \\ 0 & 0 & K_s \\ 0 & 0 & -K_s \end{bmatrix} \quad L = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} B_t + 3F_v & 3F_v r_b & 3F_\omega & 0 \\ 3F_v r_b & B_b r_b^2 + 3F_v r_b^2 & 3F_\omega r_b & 0 \\ T_v & T_v r_b & B_s T_\omega & B_s \\ 0 & 0 & -B_s & B_g + B_s \end{bmatrix}$$

$$Q1 = \begin{bmatrix} 3F_\beta \\ 3T_\beta r_b \\ T_\beta \\ 0 \end{bmatrix} \quad Q2 = \begin{bmatrix} 3F_v & 0 & 0 \\ 3T_v r_b & 0 & 0 \\ T_v & 0 & 0 \\ 0 & 0 & B_g \end{bmatrix}$$

Os parâmetros da turbina eólica estão listados na Tabela I, e o modelo obtido foi linearizado em torno do ponto funcional $u=(18,10,9)$.

Tabela I
PARÂMETROS DA TURBINA.

Símbolo	Descrição	Valor
M_t	massa da torre e nacelle	35000Kg
M_b	massas da pá	3000Kg
J_r	inércia do rotor	214000Kg m^2
J_g	inércia do gerador	41000Kg m^2
K_t	rigidez do torre	8500kgm/s 2
K_b	rigidez da pá	1000kgm 2 /s 2
K_s	rigidez do eixo	110000kgm 2 /s 2
B_t	amortecimento do torre	50000kgm/s
B_b	amortecimento da pá	10000kgm 2 /s
B_s	amortecimento do eixo	60000kgm 2 /s
r_b	raio da pá	22m
T_g	torque elétrico	100000Nm
B_g	amortecimento do gerador	72000kgm/s
τ_s	constante do tempo de passo	0,18s
h	tamanho da torre	60m

IV. PROJETO DO CONTROLADOR LINEAR QUADRÁTICO

O controlador LQR foi uma das primeiras técnicas de controle avançadas utilizadas no controle de turbinas eólicas. Liebst apresentou em 1985 um sistema de controle de passo para a turbina eólica Kamewa usando projeto LQR [10]. O objetivo deste controlador era aliviar as cargas da pá, devido ao cisalhamento do vento, gravidade e deflexão da torre usando o controle das pás individual.

A função de custo quadrática é definida como:

$$J_{LQR} = \int_0^\infty ((r - Cx))^T Q (r - Cx) + u^T R u \, dt, \quad (22)$$

Isso reflete o controlador LQT (Rastreamento Linear Quadrático) para minimizar o erro de saída do sistema, onde:

$$e(t) = r(t) - C(t)x(t) \quad (23)$$

A lei de controle em malha fechada que minimiza o valor de custo é dado por:

$$u = -Kx + K_i r \quad (24)$$

onde K é dado por $K = R^{-1}B^T S$, e S pela equação de Riccati:

$$SA + A^T S - SBR^{-1}B^T S + Q = 0 \quad (25)$$

enquanto K_i , definida como a matriz de ponderação é [11]:

$$K_i = -R^{-1}B^T((A - BK)^T)^{-1}C^T Q \quad (26)$$

A matriz do sistema assegura a entrada de referência e dimensiona de modo a tornar-se igual ao sinal de realimentação fornecida pelo controlador LQR. Esse algoritmo garante que não importa, qualquer matriz simétrica Q e R for escolhida, será definida positiva com finalidade de minimizar os critérios quadrática. Através deste critério, ao substituir u e y na função do custo dada, tenta-se minimizar a curvatura das pás e da torre e ao mesmo tempo, mantém o nível de potência elétrica e velocidade angular do rotor para que os níveis desejados estejam acessíveis ao sistema.

A regra típica para escolher as matrizes de ponderação Q e R são baseados na regra do Bryson [11], que afirma que essas

matrizes devem ser seleccionadas diagonalmente com os elementos diferentes de zero em escala para que as variáveis que aparecem no critério de otimização tenham um valor máximo de um. Embora a regra de Bryson dê bons resultados com frequência, torná-se apenas um ponto ao processo de tentativa e erro de escolher as matrizes, a fim de obter as propriedades desejadas para o sistema em malha fechada. Os pesos refletem a importância relativa atribuída ao estado no que se diz respeito ao esforço do controle. Portanto, ao se escolher os valores grandes para Q em comparação com os valores de R , dá-se uma maior importância na minimização dos pesos mecânicos e uma menor importância para os esforços de comando [1].

V. RESULTADOS E SIMULAÇÕES

O desempenho do controlador proposto são estudados por simulações numéricas realizadas com o software Matlab/Simulink para o modelo linear da turbina eólica com limitações na velocidade e posição do vento descritas na Secção III.

Para o modelo de vento descrito na Secção II, a componente de flutuação é considerado como a soma de termos constante e da função sinusoidal de baixa frequência. O componente turbulento é determinada pela análise de variância de ruído branco. Deste modo, a velocidade do vento resultante é de $18m/s$, tal como ilustrado na Figura 5.

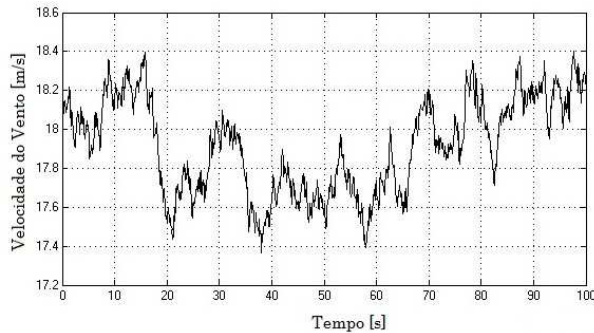


Figura 5. Velocidade do vento de acordo com [7]

Na Figura 6 é ilustrado o esquema utilizado para as simulações.

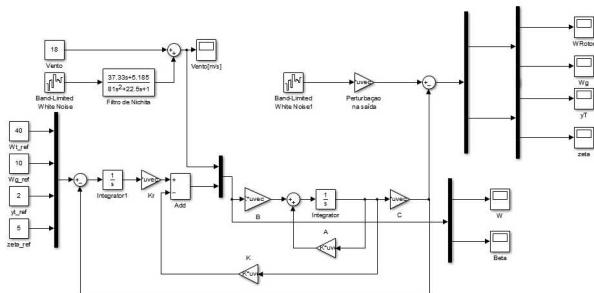


Figura 6. Diagrama de blocos em sistema de malha fechada com controlador LQR com ação integral no simulink

As matrizes de peso mencionadas em (22) de acordo com Bryson [11] para estas simulações são:

$$Q = \begin{bmatrix} 0,3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 400 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad R = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Os valores escolhidos tem como base fornecer um bom desempenho ao sistema no propósito de alcançar boas respostas e pequenas ações de controle. O sistema é controlável e observável, e diante da definição das matrizes Q e R , foi calculado o ganho da função de custo da equação (24):

$$K = \begin{bmatrix} 20,2113 & -0,001 & -0,0742 \\ 0,0038 & -0,0000 & -0,0004 \\ 0,0021 & -0,0000 & -0,0002 \\ -5,5033 & 0,0001 & 0,0286 \\ 0,9261 & -0,0001 & -0,0016 \\ -0,0003 & -0,0000 & -0,0000 \\ -0,0001 & -0,0000 & -0,0000 \\ 1,2285 & -0,0000 & -0,0077 \end{bmatrix}^T$$

$$K_i = \begin{bmatrix} -0,0596 & -19,8636 & -0,0000 & -0,0001 \\ -0,0000 & -0,0001 & 0,0000 & 0,0000 \end{bmatrix}$$

Os resultados das simulações mostraram que este método apresentou um bom desempenho dinâmico de forma simples e eficaz, sendo controlável observável. As respostas de saída do sistema de energia eólica e dos sinais de controle são ilustrados nas Figura 7, 8, 9 e 10, respectivamente. Para o primeiro regime de funcionamento, a maximização da potência de saída foi calculada com respeito a uma referência de $P_{ref} = 4 \times 10^5 W$. O controlador LQR garante não só o acompanhamento de referência de velocidade de rotor, mas também torna possível diminuir significativamente as flutuações induzidas na estrutura mecânica da turbina.

Nas Figura 7 e Figura 8, verifica-se que as velocidades angulares do rotor e do gerador como saída de acordo a referência do sistema, mantendo pois os seus valores nominais impostas.

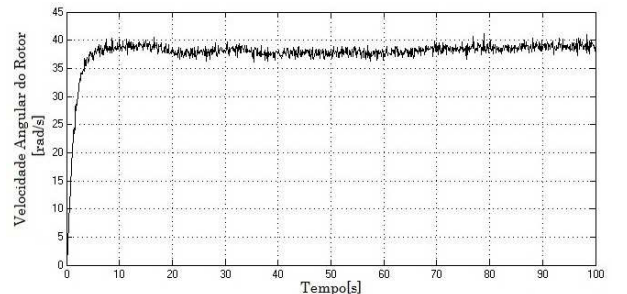


Figura 7. Velocidade Angular do Rotor

Ao mesmo tempo, as variáveis que se destinam a serem minimizadas, ou seja, o primeiro modo de movimentação de aba das pás (Figura 9) e a dobragem da torre ilustrado na Figura 10, têm valores extremamente pequenos.

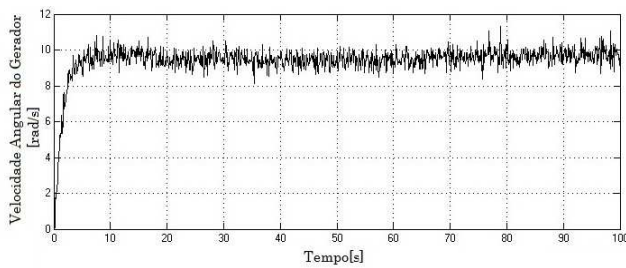


Figura 8. Velocidade Angular do Gerador

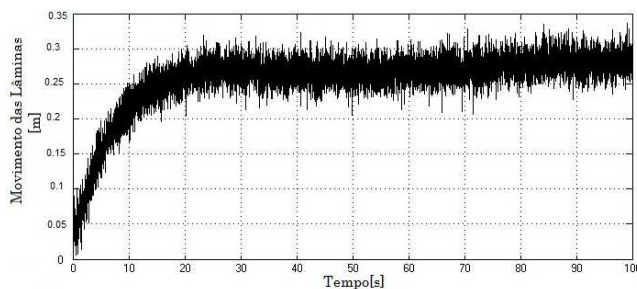


Figura 9. Movimento da Pá

As pás têm um desvio de cerca de 5 cm, enquanto a torre tem um movimento insignificante na direção horizontal.

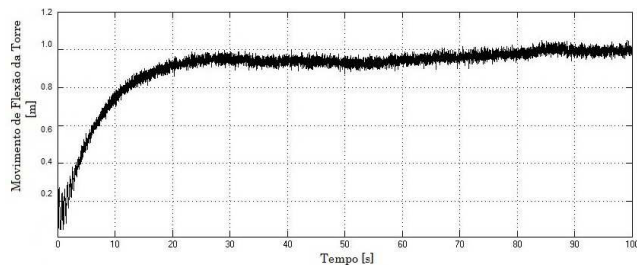


Figura 10. Movimento de Flexão da Torre

As pás e a torre têm desvios de cerca de 3 mm e 20 cm, respectivamente, que são insignificantes em comparação com o comprimento da pá de 22 m, e a altura da torre de cerca de 60 m.

Uma propriedade importante do LQR é que o previsto nas condições, garantem que o sistema em malha fechada permaneça nominalmente estável. Este método pôde reduzir a densidade do movimento do atuador de forma eficiente e possibilitou um bom desempenho do controle na velocidade de rotação do gerador.

VI. CONCLUSÃO

Este artigo trata do projeto de controlador robusto LQR para controlar uma turbina eólica com velocidade e passo variável, considerando as incertezas paramétricas no modelo aerodinâmico.

Novas abordagens de modelagem e controle de potência linear para turbinas eólicas de velocidade variável são apresentadas. O controlador LQR proposto permite atingir um equilíbrio entre a maximização da extração de potência, o rastreamento da velocidade do rotor de referência desejada e a necessidade de diminuir as solicitações induzidas na estrutura mecânica da turbina. Este controlador tem uma estrutura muito simples, não exige conhecimento de parâmetros da turbina, sendo basicamente dependente das matrizes de peso Q e R , passando a ser um sistema de fácil implementação durante todo o regime de funcionamento.

Do ponto de vista do controle, a importância reside não só em assegurar um funcionamento ótimo, mas também na redução de carga e integridade da rede. Outro desafio do controle é proporcionar boa qualidade na entrega de energia a partir de uma fonte primária profundamente irregular, o vento.

AGRADECIMENTO

Os autores gostariam de agradecer ao CNPq e pela CAPES PROEX pelo apoio e suporte prestado ao longo deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- [1] SILVA, Stefania et al. Controlador LQG para Turbinas Eólicas de Velocidade Variável. Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE 2015.
- [2] CAMBLONG, Haritza; VIDAL, M. Rodriguez; PUIGGALI, J. R. Principles of a simulation model for a variable-speed pitch-regulated wind turbine. *Wind Engineering*, v. 28, n. 2, p. 157-175, 2004.
- [3] NOURDINE, Said et al. Comparison of wind turbine LQG controllers using individual pitch control to alleviate fatigue loads. In: *Control & Automation (MED)*, 2010 18th Mediterranean Conference on. IEEE, 2010. p. 1591-1596.
- [4] LESCHER, Fabien et al. Alleviation of wind turbines loads with a LQG controller associated to intelligent micro sensors. In: *Industrial Technology*, 2006. ICIT 2006. IEEE International Conference on. IEEE, 2006. p. 654-659.
- [5] HAND, M. Maureen. Variable-speed wind turbine controller systematic design methodology: a comparison of non-linear and linear model-based designs. National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US), 1999.
- [6] MUNTEANU, Iulian et al. Optimal control of wind energy systems: towards a global approach. Springer, 2008.
- [7] NICHITA, C. et al. Modelling non-stationary wind speed for renewable energy systems control. The annals of "Dunarea de Jos" University of Galati, p. 29-34, 2000.
- [8] RAMAKRISHNAN, V.; SRIVATSA, S. K. Pitch control of wind turbine generator by using new mechanism. *Journal Electrical Systems*, p. 1-15, 2008.
- [9] MURDOCH, A. et al. Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine-generator. *Power Apparatus and Systems*, IEEE Transactions on, n. 5, p. 1340-1347, 1983.
- [10] WRIGHT, Alan Duane. Modern control design for flexible wind turbines. National Renewable Energy Laboratory, 2004.
- [11] BRYSON, Arthur Earl. Applied optimal control: optimization, estimation and control. CRC Press, 1975.
- [12] BIANCHI, Fernando D.; DE BATTISTA, Hernan; MANTZ, Ricardo J. Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design. Springer, 2006.
- [13] LEMOS, Nivaldo A. Mecânica analítica. Editora Livraria da Física, 2007.
- [14] HAMMERUM, Keld; BRATH, Per; POULSEN, Niels Kjølstad. A fatigue approach to wind turbine control. In: *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2007. p. 012081.