

**(05-026) - Modeling and control for wind energy conversion systems**

Oulad Ben Zarouala , Rachad <sup>1</sup>; Zamora-Polo, Francisco <sup>2</sup>; Vázquez, Teodoro <sup>3</sup>;  
Luque-Sendra, Amalia <sup>2</sup>; Khamlichi, Abdellatif <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Department of Industrial and Civil Sciences and Technologies, National School of Applied Sciences, University Abdelmalek Essaadi, 93030 Tetouan, Morocco, <sup>2</sup> Universidad de Sevilla, <sup>3</sup> Empresa CPE del Puerto de Sevilla S.A. y Universidad de Cádiz

To maximize the efficiency of converting kinetic wind energy into electrical energy, modern wind turbines operate with variable speed. In addition, in recent years they have become larger, and therefore more flexible, with more demanding control specifications that require more sophisticated regulation mechanisms. In fact, the controller design must take into account the actual behavior of the wind turbine as a whole, incorporating the flexibility of the structure and ensuring, at least, that no excessive mechanical loads occur in the wind turbine structure under the control action. Control-oriented models should be as simple as possible, capturing only the dynamic modes that can be excited by the controller. This paper presents the modeling and control of the SCEE where the main bending deformation modes of the blades and tower, and the torsional deformation of the drive train are taken into account.

Keywords: wind turbine; flexibility; control; SDG 7.

**Modelado y control de sistemas de conversión de energía eólica**

Para maximizar la eficiencia de la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica, los aerogeneradores modernos funcionan con velocidad variable. Además, en los últimos años son más grandes, y por tanto más flexibles, con especificaciones de control más exigentes que requieren mecanismos de regulación más sofisticados. De hecho, en el diseño del controlador se debe tener en cuenta el comportamiento real de la aeroturbina en su conjunto, incorporando la flexibilidad de la estructura y garantizando, al menos, que no se produzcan cargas mecánicas excesivas en la estructura del aerogenerador bajo la acción de control. Los modelos orientados al control deben ser lo más simples posible, capturando sólo los modos dinámicos que pueden ser excitados por el controlador. Este trabajo presenta el modelado y control del SCEE donde se tiene en cuenta los modos principales de deformación de flexión de las palas y de la torre, y la deformación de torsión del tren de potencia.

Palabras clave: Aerogenerador; flexibilidad; Control; ODS 7

Correspondencia: F. Zamora-Polo (fzpolo@us.es)

Agradecimientos: Los autores agradecen la financiación obtenida por la Cátedra Goya – Antonio Unanue de Ingeniería en la Industria Agroalimentaria y la financiación del VII Plan Propio de la Universidad de Sevilla.



## 1. Introducción

En la última década, los Sistemas de Conversión de Energía Eólica (SCEE) han conocido una evolución tecnológica importante. De hecho, los aerogeneradores de nueva generación son de gran tamaño y tienen una capacidad y potencia muy elevadas. Este aumento en el tamaño implica que las máquinas sean más flexibles. La fatiga de sus elementos puede causar la falla y la ruptura de algunos de sus componentes debido a la acumulación de daño producido por las cargas sobre la torre, las palas y el eje de transmisión. Estas cargas pueden reducir la vida útil de los aerogeneradores, y además, mientras estén funcionando, pueden trabajar de manera no óptima, lo que puede provocar una aumentación considerable del coste económico para la extracción de energía. Por lo tanto, en el diseño del control debemos considerar la reducción de las cargas mecánicas en los elementos del aerogenerador con el fin de optimizar su funcionamiento y prolongar su longevidad.

En este trabajo nos interesamos en la zona de carga máxima (región de potencia nominal) donde se controla el ángulo de paso de las palas de un aerogenerador de eje horizontal con el fin de estabilizar la potencia eléctrica producida. En esta zona de altas velocidades de viento, el control debe también reducir las cargas soportadas por los elementos mecánicos para permitir alargar la vida útil del sistema. En la literatura se han desarrollado diferentes estrategias de control para ajustar el ángulo de paso de las palas del aerogenerador de forma colectiva o individual (Khamlichi et al., 2011; Magar et al., 2013; Danyong et al., 2014; Petrovic et al., 2015; Collet et al., 2021; Aghaeinezhad et al., 2021; El Mjabber et al., 2022).

El control óptimo basado en métodos multiobjetivo es el más adecuado para lograr los objetivos de control de los aerogeneradores simultáneamente. El propósito de utilizar este enfoque es proporcionar una herramienta de ajuste multiobjetivo que relaciona directamente el diseño del controlador con los objetivos de control del sistema. En (Kipchirchir, Njiri & Kamau, 2019), se propone una estrategia de control multiobjetivo que garantice que los aerogeneradores de gran tamaño capturen la máxima potencia cuando la velocidad del viento es baja, minimizando en el mismo tiempo las vibraciones del tren de potencia. El control fue implantado en el caso de un aerogenerador de referencia del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) con una potencia de 1.5 MW. El aerogenerador fue modelado mediante el software FAST de la NREL con un sistema flexible que contiene 24 grados de libertad. Las simulaciones han demostrado que, en el régimen de baja velocidad del viento y bajo excitación de viento estocástico, el control multiobjetivo mejora la amortiguación de las vibraciones del tren de potencia sin perjudicar el rendimiento eléctrico.

En este trabajo presentamos un sistema de control óptimo, basado en el enfoque cuadrático lineal para controlar un modelo flexible del SCEE elaborado con un número reducido de grados de libertad. Este modelo fue considerado en algunos trabajos anteriores como en (Oulad Ben Zarouala & Acosta, 2019). La flexibilidad adoptada tiene en cuenta la deformación de flexión de las palas y de la torre, y la deformación de torsión del eje de transmisión. La ventaja de este modelo es que permite simplificar la dinámica del aerogenerador lo estrictamente necesario, de modo que se quedan solamente los grados de libertad que tienen más efecto sobre la fatiga y las perturbaciones que influyen sobre la energía eléctrica producida.

Dado que la dinámica del aerogenerador es fuertemente no lineal y que cambia con la variación de la velocidad del viento, hemos usado el modelo lineal (LTI) del sistema para diseñar el sistema de control. La velocidad del viento y los estados del sistema requeridos por el controlador han sido estimados usando el observador de Kalman.

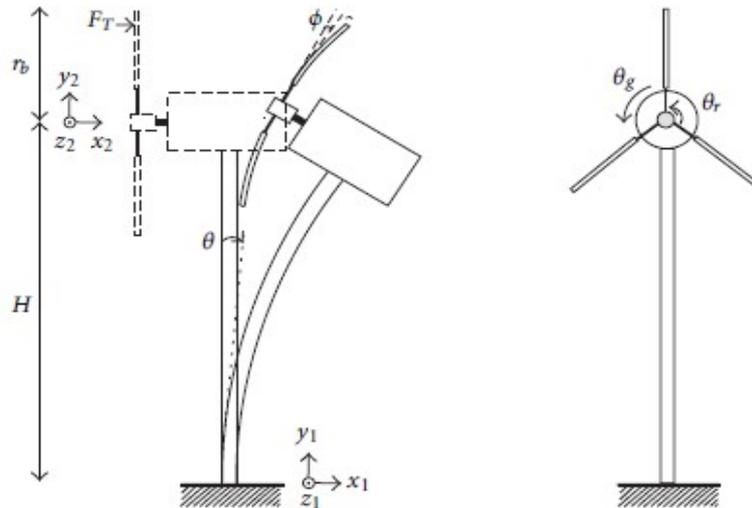
Este artículo está organizado como sigue. En la sección 2 se presentará el modelado del SCEE. En la sección 3 se hablará del control basado en el observador de Kalman para los

SCEE. En la sección 4 se mostrarán los resultados de la simulación del controlador discutido en la sección 3. Y Finalmente las conclusiones se presentarán en la sección 5.

## 2. Modelado del SCEE

En esta sección presentamos una breve descripción del modelo mecánico no lineal del aerogenerador desarrollado en (Oulad Ben Zarouala et al., 2012). El modelo considera grandes deformaciones de flexión de la torre y de las palas fuera del plano de rotación y la deformación de torsión del tren de potencia. Para desarrollar el modelo mecánico del SCEE, se definieron dos sistemas de referencia como se puede ver en la Figura 1, uno colocado en la base de la torre  $S_1 : (O_1; x_1; y_1; z_1)$ , y el otro colocado en la articulación de las palas y el eje de transmisión  $S_2 : (O_2; x_2; y_2; z_2)$ . El ángulo  $\theta$  representa el desplazamiento de la torre, el ángulo  $\varphi$  representa el desplazamiento global de las palas y los ángulos del rotor y del generador son dados por  $\theta_r$  y  $\theta_g$ .

Figura 1: Modelo flexible del SCEE (Oulad Ben Zarouala, 2012)



Las coordenadas generalizadas del modelo del aerogenerador son definidas por

$$q = [\theta \quad \varphi \quad \theta_r \quad \theta_g]^T \quad (1)$$

Para la obtención del modelo dinámico del SCEE se utilizaron las ecuaciones de Euler-Lagrange (Oulad Ben Zarouala et al. 2014),

$$\frac{d}{dt}(\nabla_{\dot{q}} E_k) + \nabla_{\dot{q}} E_d - \nabla_q E_k + \nabla_q E_p = Gu \quad (2)$$

donde  $E_k$ ,  $E_p$  y  $E_d$  son respectivamente, la energía cinética, potencial y disipativa,  $G \in R^{4 \times 3}$  es la matriz de control. La entrada  $u$  viene dada por

$$u = [F_T \quad T_r \quad T_g]^T \quad (3)$$

donde  $T_r$  es el par aerodinámico sobre el rotor,  $T_g$  es el par del generador y  $F_T$  es la fuerza de empuje que se aplica sobre la pala a una distancia  $r_b$  desde el eje de rotación.

Linealizando la ecuación (2), se obtiene el modelo dinámico del SCEE, el cual puede ser expresado de la forma (Oulad Ben Zarouala et al., 2019),

$$M\ddot{\bar{q}} + C\dot{\bar{q}} + K\bar{q} = \bar{G}\bar{u} \quad (4)$$

con

$$\bar{q} = q - q_{eq} \quad (5)$$

$$\bar{u} = u - u_{eq} \quad (6)$$

y donde  $M \in R^{4 \times 4}$  es la matriz de inercia y  $K \in R^{4 \times 4}$  es la matriz de rigidez. La matriz  $C \in R^{4 \times 4}$  agrupa las fuerzas de Coriolis, centrífugas y de amortiguamiento. Las coordenadas  $q_{eq}$  y los esfuerzos  $u_{eq}$  representan cantidades evaluadas en el punto de equilibrio, los vectores  $\bar{q}$  y  $\bar{u}$  representan las desviaciones con respecto a este punto de equilibrio.

El punto de equilibrio se calcula a partir de las ecuaciones algebraicas no lineales dadas por

$$\theta_{eq} = \frac{1}{k_t} \left[ m_t g H_g \sin \theta_{eq} + N m_p g (H \sin \theta_{eq} - a \cos \theta_{eq}) + N H F_{T,eq} \cos \theta_{eq} \right] \quad (7)$$

$$\varphi_{eq} = \frac{1}{N k_p} \left[ N r_b F_{T,eq} \cos \varphi_{eq} - I_p \dot{\theta}_{r,eq}^2 \sin(2\varphi_{eq}) \right] \quad (8)$$

$$\theta_{r,eq} - \frac{\theta_{g,eq}}{n_g} = \frac{1}{k_s} \left[ T_{r,eq} - \frac{B_s}{n_g} \dot{\theta}_{g,eq} - (B_r + B_s) \dot{\theta}_{r,eq} \right] \quad (9)$$

$$T_{g,eq} = - \left( B_g + \frac{B_s}{n_g} \right) \dot{\theta}_{g,eq} + \frac{k_s}{n_g} \left( \theta_{r,eq} - \frac{\theta_{g,eq}}{n_g} \right) + \frac{B_s}{n_g} \dot{\theta}_{r,eq} \quad (10)$$

A partir de (9) y (10) obtenemos

$$T_{r,eq} = n_g T_{g,eq} + \left( \frac{B_r}{n_g} + B_g n_g \right) \dot{\theta}_{g,eq} \quad (11)$$

En la Tabla 1 se explica cada uno de los parámetros del modelo del SCEE.

Para medir la torsión en el eje, sea  $Q = [\theta \quad \varphi \quad \theta_s \quad \theta_g]^T$  un nuevo conjunto de coordenadas generalizadas del modelo, donde  $\theta_s = \theta_r - \theta_g / n_g$  es el ángulo de torsión elástico. Transferimos la dinámica del generador al lado de baja velocidad, la ecuación del movimiento (4) en este nuevo conjunto de coordenadas se convierte en

$$\bar{M}\ddot{\bar{Q}} + \bar{C}\dot{\bar{Q}} + \bar{K}\bar{Q} = \bar{G}\bar{F} \quad (12)$$

con

$$\bar{G} = \begin{bmatrix} NH \cos \theta_{eq} & 0 & 0 \\ Nr_b \cos \varphi_{eq} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}, \quad \bar{F} = [\bar{F}_T \quad \bar{T}_r \quad \bar{T}_g]^T \quad \text{y} \quad \bar{Q} = Q - Q_{eq}, \quad (13)$$

**Tabla 1. Los parámetros del modelo del SCEE (Fuente: Elaboración propia)**

Parámetro	Descripción	Valor (SI)
$a$	Longitud de la góndola	3,3
$B_g$	Amortiguamiento externo del generador	2,45
$B_p$	Amortiguamiento de la pala	$4,811 \times 10^5$
$B_r$	Amortiguamiento externo del rotor	280
$B_s$	Amortiguamiento de transmisión	$1,356 \times 10^6$
$B_t$	Amortiguamiento de la torre	$3,687 \times 10^6$
$H$	Altura de la torre	82,39
$H_g$	Distancia al centro de masa de la torre	41,195
$I_p$	Inercia de la pala	$7,985 \times 10^5$
$I_t$	Inercia de la torre	$2,217 \times 10^7$
$J_r$	Inercia del rotor	$2,96 \times 10^6$
$J_g$	Inercia del generador	56,44
$k_s$	Rigidez de transmisión	$4,832 \times 10^8$
$k_p$	Rigidez de la pala	$1,37 \times 10^8$
$k_t$	Rigidez de la torre	$2,936 \times 10^9$
$N$	Número de palas	3
$n_g$	El factor de la caga de velocidad	87,965
$m_p$	Masa de la pala	4336
$m_t$	Masa de la torre	125400
$\ell$	Longitud de la pala	33,25

Las expresiones de  $\bar{F}_T$  y  $\bar{T}_r$  son dadas por

$$\bar{F}_T = k_{F\theta} \dot{\bar{\theta}}_r + k_{Fv} \bar{v} + k_{FB} \bar{\beta} \quad (14)$$

$$\bar{T}_r = k_{T\theta} \dot{\bar{\theta}}_r + k_{Tv} \bar{v} + k_{TB} \bar{\beta} \quad (15)$$

donde  $v$  es la velocidad del viento y  $\beta$  es el ángulo de paso de la pala (ángulo pitch). Las barras (–) sobre las variables indican la variación con respecto al punto de equilibrio, y

$$k_{F\theta} = \left. \frac{\partial F_T}{\partial \dot{\theta}_r} \right|_{eq} ; k_{Fv} = \left. \frac{\partial F_T}{\partial v} \right|_{eq} ; k_{FB} = \left. \frac{\partial F_T}{\partial \beta} \right|_{eq} ; k_{T\theta} = \left. \frac{\partial T_r}{\partial \dot{\theta}_r} \right|_{eq} ; k_{Tv} = \left. \frac{\partial T_r}{\partial v} \right|_{eq} ; k_{TB} = \left. \frac{\partial T_r}{\partial \beta} \right|_{eq} \quad (16)$$

La expresión de  $\bar{T}_g$  depende del protocolo de control considerado para el generador. Por ejemplo, en (Rinker & Dykes, 2018), el par del generador es elaborado mediante la siguiente ecuación

$$T_g = K_{opt} \dot{\theta}_g^2 \quad (17)$$

con

$$K_{opt} = \frac{\rho \pi R^5 C_{p,max}}{2 n_g^3 \lambda_{opt}^3} \quad (18)$$

donde  $R$  es el radio de la turbina eólica,  $\rho$  es la densidad del aire,  $n_g$  es el factor de la caga de velocidad,  $C_{p,max}$  y  $\lambda_{opt}$  son respectivamente el coeficiente de potencia y la velocidad específica cuando el aerogenerador tiene la máxima eficiencia.

### 3. Control Óptimo basado en Observador de Kalman para los SCEE

Para maximizar la extracción de la energía, la mayoría de los aerogeneradores de gran tamaño funcionan con velocidad y ángulo de paso variables. El control de estos sistemas se realiza dependiendo de la zona de funcionamiento en la que se encuentren, que estará determinada por la velocidad del viento disponible. La estrategia de control comúnmente usada (Mukund & Patel, 1999) consiste en definir los cambios deseados en la velocidad de rotación de la turbina y el par aerodinámico capturado según una curva representada en el plano  $(T_r, \dot{\theta}_r)$ . El régimen de funcionamiento del aerogenerador en función de la velocidad del viento se puede dividir en cinco zonas. La zona 1 representa la fase de arranque del aerogenerador para una velocidad del viento que corresponde al umbral de rentabilidad. La zona 2 corresponde al seguimiento de la curva de máxima eficiencia donde el objetivo es ajustar la velocidad del rotor a la velocidad del viento de manera que el par aerodinámico capturado sea siempre óptimo. Durante esta fase el ángulo pitch de las palas se mantiene constante en su valor óptimo. La zona 3 constituye una transición con velocidad constante del aerogenerador entre las zonas de rendimiento máximo y de potencia nominal. La zona 4 es la zona de carga máxima (región de potencia nominal) donde la potencia eléctrica generada se mantiene constante e igual a su valor nominal. Por último, en la zona 5, el rotor del aerogenerador tiene que dejar de girar a partir de una determinada velocidad del viento, y la turbina eólica se apaga por motivos de seguridad.

En lo que sigue, nuestro estudio se focaliza en el régimen nominal que corresponde a la zona 4 ( $v \geq v_{nom}$ ) donde el objetivo del control es regular la potencia eléctrica producida en su valor óptimo. Para ello, se varia el ángulo pitch de forma colectiva o individual con el fin de estabilizar el par aerodinámico en su valor nominal, reduciendo las fuerzas de empuje aerodinámico cuando la velocidad del viento excede el valor nominal. El control en esta zona consiste en mantener constantes la velocidad de rotación del rotor y el par aerodinámico capturado en sus valores nominales. Estos valores son definidos respectivamente por,

$\dot{\theta}_{r,nom} = \lambda_{opt} v_{nom} / R$  donde  $v_{nom}$  es la velocidad nominal del viento, y por la ecuación (11) substituyendo en el segundo miembro  $\dot{\theta}_{g,eq} = \dot{\theta}_{g,nom} = n_g \dot{\theta}_{r,nom}$  y  $T_{g,eq} = T_{g,nom} = P_{nom} / \dot{\theta}_{g,nom}$ .

En nuestro caso, el ángulo pitch designado por  $\beta$  es colectivo y el coeficiente de potencia  $C_p(\lambda, \beta)$  depende de este ángulo y de la velocidad específica  $\lambda$  según la ecuación,

$$C_p(\lambda, \beta) = \left( \frac{c_2}{\lambda + c_6\beta} - \frac{c_2 c_7}{\beta^3 + 1} - c_3\beta - c_4 \right) \exp \left( -\frac{c_5}{\lambda + c_6\beta} + \frac{c_5 c_7}{\beta^3 + 1} \right) \quad (19)$$

con  $\lambda = \frac{\dot{\theta}_r R}{v}$  y  $c_2 = 52.6105$ ;  $c_3 = 0.181415$ ;  $c_4 = 2.26769$ ;  $c_5 = 16.5$ ;  $c_6 = 0.089$ ;  $c_7 = 0.035$ .

Para determinar los valores de  $\lambda(v)$  y  $\beta$  en el equilibrio, utilizamos la ecuación (11) donde

$$T_{r,eq} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{v^2 C_p[\lambda_{eq}(v), \beta_{eq}]}{\lambda_{eq}(v)} = \frac{n_g P_{nom}}{\dot{\theta}_{g,nom}} + \left( \frac{B_r}{n_g} + B_g n_g \right) \dot{\theta}_{g,nom} \quad (20)$$

con  $\lambda_{eq}(v)$  corresponde a su valor en el equilibrio en el régimen de potencia nominal donde la velocidad del rotor  $\dot{\theta}_r$  es constante. Su expresión viene dada por

$$\lambda_{eq}(v) = \frac{\lambda_{opt} v_{nom}}{v} \quad (21)$$

Así  $\lambda_{eq}(v)$  depende solamente de la velocidad del viento. Se puede ver en la ecuación (20) que el par aerodinámico debe compensar el par del generador y la disipación en el tren de potencia.

A partir de la ecuación (19) y substituyendo  $T_{r,eq}$  por (20) y  $\lambda(v)$  por (21) obtenemos la siguiente ecuación a resolver para obtener el valor de la referencia del pitch correspondiente a un valor dado de la velocidad del viento,

$$C_p \left[ \frac{\lambda_{opt} v_{nom}}{v}, \beta \right] - \frac{2 \left[ P_{nom} R^2 + (B_r + B_g n_g^2) \lambda_{opt}^2 v_{nom}^2 \right]}{\rho \pi R^4 v^3} = 0 \quad (22)$$

Usando la ecuación (19) y un método iterativo de tipo predictor-corrector podemos resolver la ecuación (22) y por tanto obtener el valor de la referencia del ángulo de paso de las palas  $\beta_c$ .

En el régimen nominal, el par del generador se controla para que su valor permanezca cerca de su valor nominal. En este trabajo, optamos por una dinámica donde el par del generador es determinado a partir de la medida de la velocidad del eje rapido según la ecuacion (17), lo que impone

$$\bar{T}_g = K_{opt} (\dot{\theta}_g^2 - \dot{\theta}_{g,nom}^2) \quad (23)$$

El modelo LTI de orden reducido se expresa en la siguiente forma de espacio de estado

$$\begin{cases} \dot{x} = A_a x + B_{a\beta} \bar{\beta} + B_{aT_g} \bar{T}_g + B_{av} \bar{v} \\ y = C_a x \end{cases} \quad (24)$$

donde el vector de estado es dado por  $x = [\bar{\theta} \quad \bar{\varphi} \quad \bar{\theta}_s \quad \bar{\theta}_g \quad \dot{\bar{\theta}} \quad \dot{\bar{\varphi}} \quad \dot{\bar{\theta}}_s \quad \dot{\bar{\theta}}_g]^T$ , y las matrices del sistema son

$$A_a = \begin{bmatrix} 0_{4 \times 4} & I_{4 \times 4} \\ -\bar{M}^{-1} \bar{K} & -\bar{M}^{-1} (\bar{C} + G_1) \end{bmatrix}, B_{a\beta} = \begin{bmatrix} 0_{4 \times 1} \\ \bar{M}^{-1} G_2 \end{bmatrix}, B_{aT_g} = \begin{bmatrix} 0_{4 \times 1} \\ \bar{M}^{-1} G_3 \end{bmatrix}, B_{av} = \begin{bmatrix} 0_{4 \times 1} \\ \bar{M}^{-1} G_4 \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$C_a = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (26)$$

con

$$\bar{M} = \begin{bmatrix} I_t + NI_p f\left(\varphi_{eq}, \frac{H}{R}, \frac{a}{R}\right) & \frac{3N}{2R} I_p H \cos \varphi_{eq} & 0 & 0 \\ \frac{3N}{2R} I_p H \cos \varphi_{eq} & NI_p & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_r + NI_p \cos^2 \varphi_{eq} & (J_r + NI_p \cos^2 \varphi_{eq}) / n_g \\ 0 & 0 & 0 & J_g \end{bmatrix} \quad (27)$$

$$\bar{C} = \begin{bmatrix} B_t & 0 & 0 & 0 \\ 0 & NB_p & NI_p \sin(2\varphi_{eq})(\dot{\theta}_{seq} + \dot{\theta}_{geq} / n_g) & NI_p \sin(2\varphi_{eq})(\dot{\theta}_{seq} / n_g + \dot{\theta}_{geq} / n_g^2) \\ 0 & -NI_p \sin(2\varphi_{eq})(\dot{\theta}_{seq} + \dot{\theta}_{geq} / n_g) & B_r + B_s & \frac{B_r}{n_g} \\ 0 & 0 & -\frac{B_s}{n_g} & B_g \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$\bar{K} = \begin{bmatrix} k_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & NI_p \cos(2\varphi_{eq})(\dot{\theta}_{seq} + \dot{\theta}_{geq} / n_g)^2 + Nk_p + Nr_b F_{T,eq} \sin \varphi_{eq} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & k_s & 0 \\ 0 & 0 & -k_s / n_g & 0 \end{bmatrix} \quad (29)$$

donde

$$f\left(\varphi_{eq}, \frac{H}{R}, \frac{a}{R}\right) = 3\left(\frac{H}{R}\right)^2 + 3\left(\frac{a}{R}\right)^2 + 3\frac{a}{R} \sin \varphi_{eq} + \frac{1}{2}(1 + \sin^2 \varphi_{eq}) \quad (30)$$

$$k_1 = k_t - m_t g H_g \cos \theta_{eq} - Nm_p g (H \cos \theta_{eq} + a \sin \theta_{eq}) + NH F_{T,eq} \sin \theta_{eq} \quad (31)$$

$$G_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & NHK_{F\theta} \cos\theta_{eq} & NHK_{F\theta} \cos\varphi_{eq}/n_g \\ 0 & 0 & Nr_b K_{F\theta} \cos\varphi_{eq} & Nr_b K_{F\theta} \cos\varphi_{eq}/n_g \\ 0 & 0 & K_{T\theta} & K_{T\theta}/n_g \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; G_2 = \begin{bmatrix} NHK_{F\beta} \cos\theta_{eq} \\ Nr_b K_{F\beta} \cos\varphi_{eq} \\ K_{T\beta} \\ 0 \end{bmatrix}; G_3 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -1 \end{bmatrix}; G_4 = \begin{bmatrix} NHK_{Fv} \cos\theta_{eq} \\ Nr_b K_{Fv} \cos\varphi_{eq} \\ K_{Tv} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (32)$$

con

$$\begin{aligned} k_{F\theta} &= \frac{1}{2} \rho \pi v R^3 \frac{dC_T}{d\lambda}; & k_{Fv} &= \rho \pi v R^2 \left( C_T - \frac{\lambda}{2} \frac{dC_T}{d\lambda} \right); & k_{FB} &= \frac{1}{2} \rho \pi v^2 R^2 \frac{dC_T}{d\beta} \\ k_{T\theta} &= \frac{1}{2} \rho \pi v R^4 \frac{dC_Q}{d\lambda}; & k_{Tv} &= \rho \pi v R^3 \left( C_Q - \frac{\lambda}{2} \frac{dC_Q}{d\lambda} \right); & k_{TB} &= \frac{1}{2} \rho \pi v^2 R^3 \frac{dC_Q}{d\beta} \end{aligned} \quad (33)$$

$$C_p = 4a(1-a)^2; \quad C_T = \frac{C_p}{1-a} = 4a(1-a); \quad C_Q = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{4a(1-a)^2}{\lambda}$$

donde  $I_{4 \times 4}$  es la matriz unidad de orden 4 y  $a$  es el factor de inducción axial y de flujo rotacional. Este factor es calculado en el equilibrio, por cada velocidad del viento  $v \geq v_{nom}$ , igualando las dos expresiones de  $C_p$  dadas por las ecuaciones (19) y (33) con  $\beta = \beta_c$ .

Para incluir la dinámica del actuador pitch en el modelo LTI dado por el sistema (24), consideramos la siguiente ecuación,

$$\dot{\beta} + \frac{1}{\tau} \beta = \frac{1}{\tau} \beta_c \quad (34)$$

donde  $\beta$  es el ángulo de pitch colectivo y  $\tau$  es la constante de tiempo del actuador. El valor  $\beta(0)$  se inicia mediante el valor obtenido en el último estado de equilibrio alcanzado.

Usando la ecuación (34), el modelo (24) se extiende para obtener el siguiente modelo de control

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \dot{x}_\beta \\ \dot{\beta} \end{bmatrix} &= \overbrace{\begin{bmatrix} 0_{4 \times 4} & I_{4 \times 4} & 0_{4 \times 1} \\ -\bar{M}^{-1} \bar{K} & -\bar{M}^{-1} (\bar{C} + G_1) & \bar{M}^{-1} G_2 \\ 0_{1 \times 4} & 0_{1 \times 4} & -\frac{1}{\tau} \end{bmatrix}}^{A_\beta} \begin{bmatrix} x_\beta \\ \beta \end{bmatrix} + \overbrace{\begin{bmatrix} \tilde{B}_{aTg} & \tilde{B}_{a\beta} & B_{av} & B_{av} \\ 0 & \frac{1}{\tau} & 0 & 0 \end{bmatrix}}^{B_\beta} \begin{bmatrix} U \\ \bar{T}_g \\ \beta_c \\ \bar{v} \\ w \end{bmatrix} \\ y &= \overbrace{\begin{bmatrix} C_a & 0 \end{bmatrix}}^{C_\beta} \begin{bmatrix} x \\ \beta \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (35)$$

donde  $A_\beta$  es la matriz de estado,  $B_\beta$  es la matriz de control y de perturbaciones y  $C_\beta$  es la matriz de salida,  $U$  es la acción de control del sistema en presencia de un ruido  $w$ .

Para regular la velocidad y reducir las cargas en el régimen nominal, aplicamos el control por realimentación de estados donde la ganancia del controlador se obtiene usando la técnica de control LQR (Kipchirchir, Njiri & Kamau, 2019). Debido a la dificultad de la medición de algunos estados, es conveniente usar algunas medidas para reconstruir los estados del sistema. Dado que la dinámica de los aerogeneradores está excitada por perfiles de viento estocásticos y que las señales medidas suelen ser ruidosas, utilizamos el

filtro de Kalman para estimar los estados del sistema con el fin de implementar el control por realimentación de estado completo.

Para diseñar en Matlab el observador de Kalman, consideramos que la velocidad del viento  $v$  es influida por un ruido de proceso  $w$  de tipo ruido blanco, y que las mediciones en la salida de la planta no son ruidosas. Para ello, expresamos las matrices del espacio de estado tal como:  $A = A_\beta$ ,  $[B \ G] = B_\beta$ ,  $C = C_\beta$ ,  $[D \ H] = 0$ , que es la forma del sistema (35). El comando *kalman* de Matlab supone por defecto un ruido gaussiano en la salida y las ecuaciones de estado se colocan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu + Gw \\ y &= Cx + Du + Hw + \xi \end{aligned} \quad (36)$$

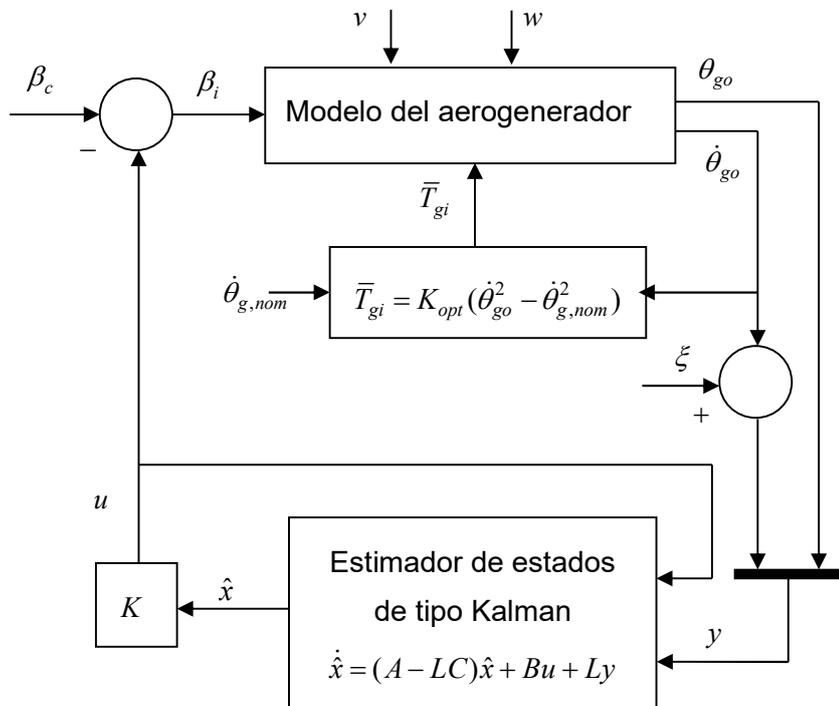
Por otro lado, el comando *lqr* de Matlab calcula la retroalimentación de estados  $u = -Kx$  de modo que la siguiente función de coste sea mínima mientras esté sujeta a la dinámica dada por  $\dot{x} = Ax + Bu$ :

$$J(u) = \int_0^\infty (x^T Q_2 x + u^T R_2 u) dt \quad (37)$$

donde  $Q_2$  y  $R_2$  son las matrices de coste que ponderan los estados y las acciones de control respectivamente. Para reducir las cargas mecánicas, se pueden ajustar los elementos de la matriz de ponderación  $Q_2$  relacionados con los parámetros  $\theta, \varphi, \theta_s$ .

El observador de Kalman diseñado para estimar los estados del sistema y de las perturbaciones se integra en el esquema del controlador presentado en la Figura 2.

**Figura 2: Controlador óptimo del pitch basado en un estimador de estado de tipo filtro de Kalman (Fuente: Elaboración propia)**



Las matrices  $L$  y  $K$  son obtenidas mediante los comandos de Matlab:  $kalman$  y  $lqr$ . Para ello se consideran cuatro entradas para la planta:  $u_1 = \bar{T}_g, u_2 = \beta_c, u_3 = \bar{v}, u_4 = w$ , donde las tres primeras son conocidas y la última es un ruido de proceso. Como se indica en la figura 2, el sistema tiene dos salidas observadas  $y_{un} = \theta_g$  y  $y_m = \dot{\theta}_g$ , pero solamente  $\dot{\theta}_g$  es medible: La siguiente sintaxis es empleada:  $sys = ss(A, [B \ G], C)$ ;  $[klmf, L, P] = kalman(sys, Q_1, R_1)$ ;  $est = estim(sys, L, [2], [1 \ 2 \ 3])$ ;  $[K, S, P] = lqr(est, Q_2, R_2)$ . Las matrices  $Q_1$  y  $R_1$  son las de los datos de covarianza del ruido, mientras las matrices  $Q_2$  y  $R_2$  son las que establecen el coste.

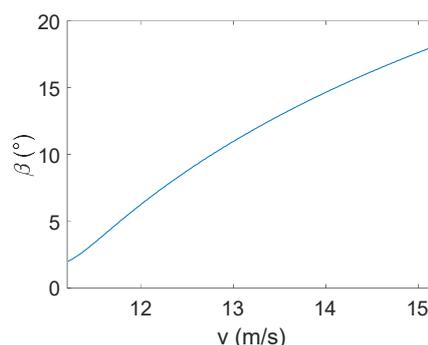
#### 4. Resultados de la Simulación

En esta sección presentamos algunos resultados del rendimiento del controlador descrito anteriormente. Las simulaciones se realizaron eligiendo una aeroturbina de tres palas WP 1.5 MW dada por el NREL. Esta turbina se caracteriza por una torre de altura de  $82,39m$ , palas de longitud  $33,25m$  y con la capacidad de control con velocidad y ángulo de paso variable.

Para reflejar las condiciones reales de funcionamiento, el estudio se llevó a cabo considerando la flexibilidad asociada al movimiento de torsión entre el generador y el buje/rotor, la flexión de la torre en la dirección del viento, y la flexión de las palas fuera del plano de rotación. Las simulaciones se han realizado tomando un perfil de viento constante  $v = 13m/s$  que es superior a la velocidad nominal  $v_{nom} = 11,2m/s$ , mientras que el controlador LQR se aplicó para operar la turbina a una velocidad constante en el régimen de potencia nominal con la presencia del ruido. Los parámetros del aerogenerador son presentados en la Tabla 1 (Rinker & Dykes, 2018). Los otros parámetros propios del aerogenerador son:  $\rho = 1,225 kg/m^3$ ,  $\lambda_{opt} = 7$ ,  $\beta_{opt} = 2,6$ ,  $C_{P,max} = 0,4811$ ,  $P_{nom} = 1,5MW$ ,  $T_{g,nom} = 7,613 kN.m$ ,  $T_{r,nom} = 669,6 kN.m$ ,  $\dot{\theta}_{g,nom} = 197,04 rd/s$ ,  $K_{opt} = 1612 SI$ .

La Figura 3 muestra la evolución del pitch en función de la velocidad sub-nominal del viento, calculada a partir de la ecuación (22).

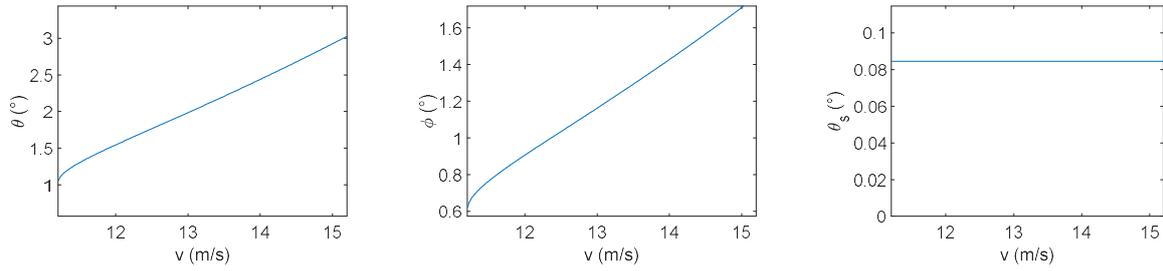
**Figura 3: Variación del pitch en función de la velocidad del viento (Fuente: Elaboración propia)**



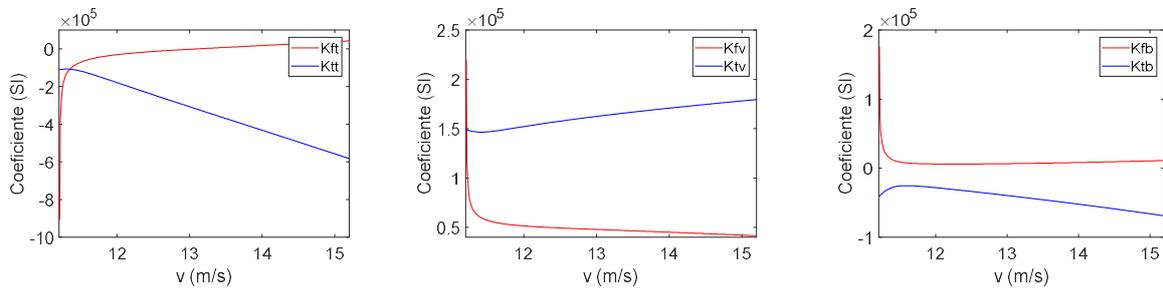
La Figura 4 muestra el punto de equilibrio como función de la velocidad del viento, obtenido a partir de las ecuaciones (7-10).

La Figura 5 muestra los valores de los coeficientes de linealización para cualquier velocidad sub-nominal del viento. Estos coeficientes son obtenidos a partir de las ecuaciones (33).

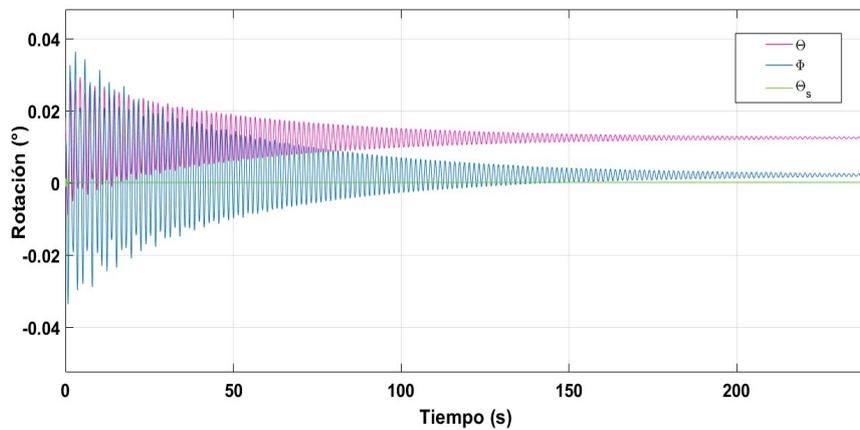
**Figura 4: Variación del punto de equilibrio en función de la velocidad del viento (Fuente: Elaboración propia)**



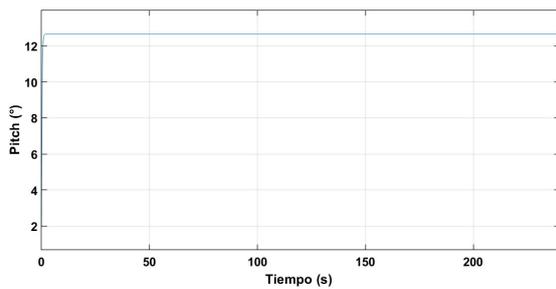
**Figura 5: Variación de los coeficientes de linealización de LTI en función de la velocidad del viento (Fuente: Elaboración propia)**



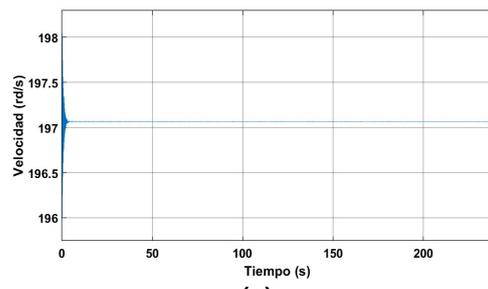
**Figura 6: (a) Evolución temporal de los ángulos de rotación describiendo la flexibilidad; (b) Evolución temporal del ángulo pitch; (c) Evolución temporal de la velocidad del generador (Fuente: Elaboración propia)**



**(a)**



**(b)**



**(c)**

Usando el control óptimo LQR a base del estimador de Kalman cuando las potencias de los ruidos es igual a  $10^{-6}$ , las matrices de coste de estado y de entrada son unitarias y la constante de tiempo del actuador de pitch es fija en  $\tau = 0,25s$ , obtenemos la respuesta incremental del sistema a la variación de la velocidad del viento  $\bar{v} = 1,8m/s$ . La Figura 6 muestra la evolución temporal de los grados de libertad asociados a la flexibilidad del aerogenerador. La Figura 6(a) muestra la evolución temporal de los ángulos  $\theta, \varphi, \theta_s$ . La Figura 6(b) muestra la evolución temporal del pitch y la Figura 6(c) muestra la evolución temporal de la velocidad del generador. Podemos ver que mientras el actuador del pitch y la velocidad del generador responden rápidamente, las vibraciones de la estructura necesitan todavía más tiempo para calmarse. Sus amplitudes y sobre todo las de las palas pueden provocar la fatiga de estos componentes. El control propuesto en este trabajo puede ayudar en reducir esas amplitudes, pero todavía se requiere más estudio para lograr eso.

## 5. Conclusiones

En este trabajo se ha propuesto el control óptimo basado en observador de Kalman para controlar un sistema de conversión de energía eólica en la zona de potencia nominal. En esta zona de altas velocidades de viento, el control debe reducir las cargas soportadas por los elementos mecánicos del aerogenerador para optimizar su funcionamiento y alargar la vida útil del sistema. Para lograr este objetivo, se ha considerado un modelo de aerogenerador con ángulo de paso variable que incorpora tanto la flexibilidad de las palas y de la torre, como la torsión del tren de potencia. El control óptimo sugerido en este trabajo permite manejar las perturbaciones de la velocidad del viento y actuar para limitar las cargas mecánicas a través de los pesos adecuados impuestos sobre los grados de libertad asociados a dichas cargas. Hay que destacar el hecho de que los resultados obtenidos en este trabajo parecen prometedores, pero el control propuesto está todavía en fase de estudio y se deben realizar análisis complementarios de tipo experimental para poder implementarlo en la realidad.

Como trabajo a futuro, los resultados obtenidos se compararán con otros métodos de control con el fin de encontrar los mejores en términos de regulación de la velocidad del generador y reducción de cargas en la estructura del aerogenerador.

## Bibliografía

- Aghaeinezhad, S. M., Taghizadeh, M., Mazare, M., & Kazemi, M. G. (2021). Individual pitch angle control of a variable speed wind turbine using adaptive fractional order non-singular fast terminal sliding mode control, *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing*, volumen 22, no 4, paginas. 511-522, doi: 10.1007/s12541-020-00439-0.
- Collet, D., Alamir, M., Di Domenico, D., & Sabiron, G., (2021). Data-driven fatigue-oriented MPC applied to wind turbines individual pitch control, *Renewable Energy*, volumen 170, paginas. 1008-1019, doi: 10.1016/j.renene.2021.02.052.
- Danyong, L., Yongduan, S., Wenchuan, C, Peng. L, & Hamid, R. K. (2014). Wind turbine pitch control and load mitigation using an  $L1$  adaptive approach, *Hindawi Publishing Corporation Mathematical Problems in Engineering*, ID 719803, 11 paginas. <http://dx.doi.org/10.1155/2014/719803>.
- El Mjabber, E., Khamlichi, A., & El Hajjaji, A. (2022). Nonlinear Control of Wind Turbine in Above Rated Wind Speed Region. *Pollack Periodica*, 17 (1), paginas 72-77, <https://doi.org/10.1556/606.2021.00411>.

- Khamlichi, A., Ayyat, B., Oulad Ben Zarouala, R., & Vivas Venegas, C. (2011). Advanced control based on extended Kalman filter for variable speed wind turbine. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, volumen 5, paginas 636 - 644, Journal ISSN 19918178.
- Kipchirchir, E., Njiri, J. G., & Kamau, S. I. (2019) Multi-Objective Control of Utility-scale Variable-Speed Wind Turbines for Drive-train Load Reduction in Low Wind Speed Regime, *International Journal of Mechanical Mechatronics Engineering*, volumen:19, No:04, paginas 18–29.
- Magar, K. S. T., Balas, M. J., & Frost, S. A. (2013). Adaptive pitch control for speed regulation of floating offshore wind turbine: preliminary study, *51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, paginas. 1–10, Grapevine, Texas, <https://doi.org/10.2514/6.2013-454>.
- Mukund, R., & Patel, P. E. (1999). U.S. Merchant Marine Academy, Kings Point, New York, Wind and Solar Power Systems, CRC Press, Paginas 101-104.
- Oulad Ben Zarouala, R., Vivas, C., Acosta, J.Á., & El Bakkali, L. (2012). On singular perturbations of flexible and variable-speed wind turbines. *International Journal of Aerospace Engineering*, ID 860510, 12 paginas.
- Oulad Ben Zarouala, R. (2012). Modélisation et estimation des modes flexibles des aérogénérateurs à vitesse variable, Tesis doctoral no publicada, Universidad Abdelmalek Essaâdi, Tetuán, Marruecos.
- Oulad Ben Zarouala, R., & Acosta, J. Á. (2019) Timescale separation via Rayleigh quotient in flexible wind turbines: a singularly perturbed approach, *Nonlinear Dynamics* 97: 2723–2738, volumen 97, No 4.
- Petrovic, V., Jelavic, M., & Baotic, M. (2015). Advanced control algorithms for reduction of wind turbine structural loads, *Renewable Energy*, volumen 76, paginas 418-431, doi: 10.1016/j.renene.2014.11.051.
- Rinker, J., & Dykes, K. (2018). WindPACT reference wind turbines, *technical report*, National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-67667. Golden, us. <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/67667.pdf>.

**Comunicación alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible**

