

# Control de potencia de una turbina eólica de velocidad variable vía filtrado plano

César Velázquez \*, Manuel Gámez \*, Ollin Peñaloza \*

\* ITSON, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.  
Antonio Caso s/n, Villa ITSON, 85030 Ciudad Obregón, Sonora.  
{cesarvzaldo, mannuel}@hotmail.com; ollin.penaloza@itson.edu.mx

Resumen. Varios esquemas de control para turbinas eólicas de velocidad variable dependen de algunos parámetros o señales que son difíciles de conocer, medir o estimar en la práctica, como los parámetros de la turbina, la velocidad del viento, el par aerodinámico y la aceleración del rotor. En este trabajo, se diseña un control de par para turbinas eólicas de velocidad variable mediante la técnica de filtrado plano. La propuesta permite controlar la potencia de salida de la turbina solo con la velocidad del rotor y la potencia deseada. La efectividad del controlador se ilustra mediante simulaciones numéricas con el código FAST para turbinas eólicas.

*Keywords:* Turbinas eólicas, control de potencia, filtrado plano.

## 1. INTRODUCCIÓN

La investigación en sistemas de conversión de energía eólica ha recibido un interés creciente debido a la posibilidad de producir energía eléctrica con impacto mínimo al medio ambiente (la energía eólica es limpia ya que no se producen desechos ni se emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera). Los avances en la tecnología de turbinas eólicas también hacen necesario el diseño de nuevos sistemas de control activos para mejorar captación de potencia aerodinámica (Divone, 2009). Estudios han mostrado que la confiabilidad y el desempeño de turbinas eólicas depende fuertemente de la estrategia de control utilizada (Baaloch et al., 2016). Algunos trabajos relacionados con el modelado y control de turbinas eólicas son, por ejemplo, Boukhezzar and Siguerdidjane (2010); Ahmed (2013); Soriano et al. (2013); Baaloch et al. (2016). También se ha evidenciado que las turbinas de velocidad variable han recibido mayor atención que las de velocidad fija (vea e.g. Boukhezzar and Siguerdidjane (2005); Joo and Back (2012); Vidal et al. (2012); Pozo et al. (2013); Rajendran and Jena (2014)), debido a que las primeras poseen ciertas características que les permiten extraer mayor potencia del viento, como velocidad variable del rotor, valor constante óptimo de la relación de velocidad punta-rotor, atenuación de las fluctuaciones de potencia, menores cargas y esfuerzos en los diferentes elementos mecánicos. Un estudio comparativo de controladores lineales y no lineales para turbinas eólicas de velocidad variable puede consultarse en Boukhezzar and Siguerdidjane (2010), donde se dice que las estrategias de control no lineal provocan mejor desempeño en la explotación de energía en estos sistemas. Sin embargo, varias estrategias de control suponen todos o algunos de los siguientes aspectos: conocimiento de los parámetros de la

turbina, medición instantánea de la velocidad del viento, estimación del par aerodinámico, acceso a la aceleración del rotor, así como disponibilidad de la velocidad óptima del rotor así como su primer y segunda derivada con respecto del tiempo (que se suponen conocidas, continuas y acotadas para todo tiempo). Estas suposiciones no son necesariamente satisfechas en la práctica dado que las diferentes variables físicas o los parámetros del sistema no son fácilmente medibles o adecuadamente estimados.

Imprecisiones en el modelo matemático han sido abordadas al diseñar estrategias de control robusto, principalmente basados en control de estructura variable y control adaptable. En Beltran et al. (2008), un controlador de potencia se diseñó basado en modo deslizante de primer orden. A pesar de que el controlador solamente dependía del error de potencia y la velocidad del rotor, el par del generador exhibía castaño y esto daba lugar al incremento en la magnitud de los esfuerzos en la estructura mecánica debido a las variaciones del par, por lo que la función signo es reemplazada por una aproximación y el error de potencia permanece acotado. Para evitar el castaño, en Beltran et al. (2009), un controlador de modo deslizante de segundo orden es propuesto, que depende del par óptimo (que a su vez depende del coeficiente de potencia y es afectado por la velocidad del viento) y el par aerodinámico; este último estimado con un observador de modo deslizante de segundo orden. En Vidal et al. (2012) y Pozo et al. (2013), los modos deslizantes también se usaron para diseñar controladores para regulación de potencia, sin embargo, estos dependen de la aceleración del rotor que tiene que ser aproximada. En Song et al. (2000), el problema de control de velocidad es considerado (a diferencia del control de potencia) mediante control adaptable, de manera que los parámetros de la turbina

son estimados. En Asl and Yoon (2016b), el problema de control de velocidad del rotor también se aborda, el controlador diseñado incluye una dinámica adaptable (para estimar los parámetros de la turbina), un integrador robusto del signo del error (RISE, por sus siglas en inglés) y el par aerodinámico. En Coronado et al. (2017), el control de potencia de turbinas eólicas de velocidad variable fue realizado mediante el enfoque de control adaptable, el control diseñado depende del error de potencia, la velocidad del rotor e indirectamente de la aceleración del rotor que es estimada en línea, aunque con imprecisiones. Otros trabajos han utilizado observadores no lineales y el filtro Kalman para estimar la velocidad del viento, el par aerodinámico y la aceleración del rotor (vea por ejemplo Beltran et al. (2009); Boukhezzer and Siguerdidjane (2010); Asl and Yoon (2016a)).

Por otro lado, el filtrado plano constituye una versión robusta del control proporcional integral generalizado (GPI) en la forma de redes de compensación clásicas (Sira-Ramírez et al., 2016). El filtrado plano atenúa efectivamente las perturbaciones totales aditivas a la entrada de la planta (por ejemplo, términos no lineales despreciados, dinámicas no modeladas y perturbaciones externas desconocidas pero absolutamente acotadas). Este enfoque es especialmente adecuado para el control de sistemas diferencialmente planos, tanto para esquemas de estabilización por retroalimentación de la salida como en la solución de tareas de seguimiento de trayectorias. Para más detalles, vea el interesante trabajo de Sira-Ramírez et al. (2016).

En este trabajo, se diseña un controlador de par para turbinas eólicas de velocidad variable mediante la técnica de filtrado plano. La propuesta permite controlar la potencia de salida de la turbina y depende únicamente de la potencia de referencia y la velocidad del rotor, por lo que resulta adecuado para fines prácticos. Simulaciones numéricas, desarrolladas en Matlab/Simulink con el código FAST (Jonkman, 2018) para turbinas eólicas, se proveen para ilustrar la efectividad de la propuesta.

## 2. PRELIMINARES

### 2.1 Modelo de la turbina eólica

Un sistema de conversión de energía eólica consiste principalmente de (Ahmed, 2013): un rotor que contiene las aspas encargadas de tomar la energía del viento y transformarla en energía mecánica, una caja de engranes para acoplar las bajas velocidades del rotor con las velocidades altas del generador, y un generador que se encarga de transformar la energía mecánica recibida en energía eléctrica. Un diagrama con estos elementos se muestra en la Figura 1.

La potencia aerodinámica que puede ser extraída por el aerogenerador está dada por

$$P_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\alpha, \beta) v^3, \quad (1)$$

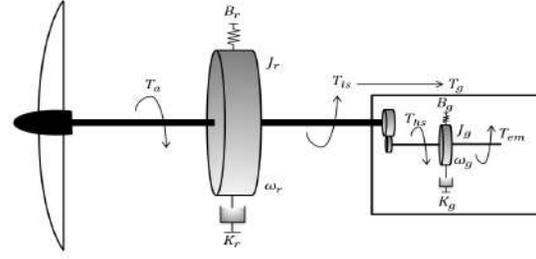


Figura 1. Modelo de la turbina.

donde  $\rho$  es la densidad del aire,  $R$  es el radio del rotor y  $v$  corresponde a la velocidad efectiva del viento, la cuál se encarga de girar las aspas del rotor. El coeficiente de potencia de la turbina  $C_p$  depende del ángulo de paso  $\beta$  y la relación de velocidad de punta  $\alpha$ , definida como

$$\alpha = \frac{\omega_r R}{v}, \quad (2)$$

siendo  $\omega_r$  la velocidad del rotor.

La potencia aerodinámica también puede ser escrita como

$$P_a = \omega_r T_a, \quad (3)$$

siendo  $T_a$  el par aerodinámico

$$T_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_q(\alpha, \beta) v^2, \quad (4)$$

donde

$$C_q(\alpha, \beta) = \frac{C_p(\alpha, \beta)}{\alpha}. \quad (5)$$

Despejando  $v$  de (2) y sustituyéndola en (4), se puede reescribir el par aerodinámico como

$$T_a = K_{ta} \omega_r^2, \quad (6)$$

donde

$$K_{ta} = \frac{\rho \pi R^5 C_q(\alpha, \beta)}{2 \alpha^2}. \quad (7)$$

De acuerdo con Asl and Yoon (2016a), para turbinas eólicas modernas, el coeficiente de potencia  $C_p$  es menor que 0.5 y existe un valor específico para  $\alpha$  tal que la turbina es eficiente. Este valor puede ser obtenido del fabricante, aproximado por una función no lineal, o mediante un algoritmo de seguimiento de punto máximo de potencia (vea e.g. Asl and Yoon (2016a); Soufi et al. (2016); Thongman and Ouhrouche (2011); Kesraoui et al. (2011)).

La dinámica del rotor combinada con la inercia del generador está descrita como (vea e.g. Asl and Yoon (2016a))

$$\begin{aligned} J_r \dot{\omega}_r &= T_a - K_r \omega_r - B_r \theta_r - T_{ls}, \\ J_g \dot{\omega}_g &= T_{hs} - K_g \omega_g - B_g \theta_g - T_{em}, \end{aligned} \quad (8)$$

donde  $J_r$  y  $J_g$  son las inercias del rotor y del generador,  $\dot{\omega}_r$  y  $\dot{\omega}_g$  son las aceleraciones del rotor y del generador,  $K_r$  y  $K_g$  son los amortiguamientos externos del rotor y del generador,  $\omega_r$  y  $\omega_g$  son las velocidades del eje del rotor y del generador,  $B_r$  y  $B_g$  representan la rigidez externa del rotor y del generador,  $T_{ls}$  y  $T_{hs}$  son los pares de los ejes de baja velocidad y alta velocidad, y  $T_{em}$  es el

par electromagnético. Además, la relación de la caja de transmisión  $\eta_g$  es

$$\eta_g = \frac{\omega_g}{\omega_r} = \frac{T_{ls}}{T_{hs}}. \quad (9)$$

Por lo tanto, se tiene

$$J_t \dot{\omega}_r = T_a - K_t \omega_r - B_t \theta_r - T_g, \quad (10)$$

donde  $J_t$  es la inercia total,  $K_t$  es el amortiguamiento total, y  $T_g$  es el par del generador. Estas son descritas por

$$\begin{aligned} J_t &= J_r + \eta_g^2 J_g, \\ K_t &= K_r + \eta_g^2 K_g, \\ B_t &= B_r + \eta_g^2 B_g, \\ T_g &= \eta_g T_{em}. \end{aligned} \quad (11)$$

Como la rigidez externa  $B_t$  es muy pequeña (Beltran et al., 2009), puede ser despreciada. Finalmente, la dinámica de la turbina eólica puede ser representada por el modelo simplificado de una masa (Ahmed (2013); Meng et al. (2014)):

$$J_t \dot{\omega}_r = T_a - T_g - K_t \omega_r. \quad (12)$$

## 2.2 Planitud diferencial

Planitud diferencial fue introducida por el Prof. Michel Fliess y sus colaboradores utilizando álgebra diferencial (Fliess et al., 1995; Martin et al., 2003; Rigatos, 2015). Un sistema no lineal  $\dot{x} = f(x, u)$ , con vector de estados  $x \in \mathbb{R}^n$ , vector de entradas  $u \in \mathbb{R}^m$  y campo vectorial suave  $f$ , es diferencialmente plano si existe un vector  $y \in \mathbb{R}^m$  de la forma

$$y = h(x, u, \dot{u}, \dots, u^{(r)}), \quad (13)$$

tal que

$$\begin{aligned} x &= \phi(y, \dot{y}, \dots, y^{(q)}), \\ u &= \varphi(y, \dot{y}, \dots, y^{(q)}), \end{aligned} \quad (14)$$

donde  $h$ ,  $\phi$  y  $\varphi$  son funciones suaves.

Es decir, un sistema es diferencialmente plano si existe un conjunto de variables, llamadas salidas planas (en la misma cantidad que el número de entradas), tal que todos los estados del sistema y las propias entradas pueden ser reescritas en función de estas salidas planas y, posiblemente, de un número finito de sus derivadas en tiempo.

Para el sistema (12), la entrada es  $u = T_g$  y la salida diferencialmente plana es  $y = \omega_r$ . Así, (12) puede escribirse como

$$\dot{y} = -a_1 u - a_2 y + a_3 y^2, \quad (15)$$

donde

$$a_1 = \frac{1}{J_t}, \quad a_2 = \frac{K_t}{J_t}, \quad a_3 = \frac{K_{ta}}{J_t}.$$

## 2.3 Control GPI para sistemas planos perturbados

Considere un sistema no lineal diferencialmente plano de la forma

$$y^{(n)} = \gamma(y, \dot{y}, \dots, y^{(n-1)}) + \delta(y, \dot{y}, \dots, y^{(n-1)})u + \eta(t), \quad (16)$$

donde  $\gamma(\cdot)$  contiene no linealidades (desconocidas o no modeladas) del sistema,  $\delta(\cdot)$  es una función no lineal que modifica la entrada y  $\eta(t)$  es una perturbación externa (acotada). De acuerdo con Sira-Ramírez et al. (2016), el sistema puede ser reescrito como

$$y^{(n)} = \epsilon u + \zeta(t), \quad (17)$$

donde  $\epsilon$  es una constante conocida y  $\zeta(t)$  es la perturbación total

$$\zeta(t) = \eta(t) + \gamma(y, \dots, y^{(n-1)}) + \left( \delta(y, \dots, y^{(n-1)}) - \epsilon \right) u, \quad (18)$$

para la que se hipotetiza un modelo interno local en la forma de un polinomio de orden  $m - 1$ . Así,

$$y^{(n+m)} = \epsilon u^{(m)} = \epsilon v. \quad (19)$$

Luego, para propósitos de estabilización, se puede utilizar el controlador GPI (Sira-Ramírez et al., 2016):

$$u = -\frac{1}{\epsilon} \left[ \frac{\lambda_{n+m-1} s^{n+m-1} + \lambda_{n+m-2} s^{n+m-2} + \dots + \lambda_0}{s^m (s^{n-1} + \lambda_{2n+m-2} s^{n-2} + \dots + \lambda_{n+m})} \right] y, \quad (20)$$

donde  $\lambda_i$ , para  $i = 0, \dots, n+m-1$ , denota los coeficientes del polinomio.

## 2.4 Planteamiento del problema

Considere que se tiene disponible una referencia de potencia  $P_{ref}$  y defina el error de potencia como

$$e_p = P_g - P_{ref}, \quad (21)$$

donde  $P_g$  es la potencia del generador descrita como Beltran et al. (2008, 2009)

$$P_g = T_g \omega_r. \quad (22)$$

El problema a resolver en este trabajo consiste en diseñar un controlador de par tal que el error de potencia converja asintóticamente a cero.

## 3. ESTRATEGIA DE CONTROL

El sistema (15) puede escribirse como el sistema lineal perturbado

$$\dot{y} = -a_1 u + \varphi(t), \quad (23)$$

donde  $a_1$  debe ser perfectamente conocida y  $\varphi(t) = -a_2 y + a_3 y^2$  una función del tiempo completamente desconocida, pero uniformemente acotada (en la práctica, la velocidad del rotor está acotada).

Para el sistema (23) puede diseñarse un control GPI, sin embargo, éste dependerá del conocimiento de la velocidad angular de referencia, así como su primer derivada; ambas dependientes de la velocidad del viento. Además, se requiere conocer  $a_1$ . Para evitarlo, se puede diseñar el controlador mediante la potencia  $P_g$ , aunque este no es directo, ya que la salida plana del sistema es  $y = \omega_r$ .

Considere la potencia mecánica como  $P_g = yu$  y la dinámica (15), entonces

$$\dot{P}_g = -a_2 P_g + y \dot{u} + a_1 (a_3 / a_1 y^2 - u) u, \quad (24)$$

que puede escribirse como

$$\dot{P}_g = -a_2 P_g + v + \eta(t), \quad (25)$$

donde  $v = y\dot{u}$ , y  $\eta(t) = a_1(a_3/a_1 y^2 - u)u$  es una perturbación. Entonces, usando (21) y (25), la dinámica de error es

$$\dot{e}_p = e_v + \zeta \quad (26)$$

donde  $e_p = P_g - P_{ref}$ ,  $e_v = v - v_{ref}$  y  $\zeta = -a_2 P_g + \eta(t)$  es la perturbación total.

Note que (26) es un sistema diferencialmente plano en la forma (17), por lo que inmediatamente puede proponerse un controlador mediante la siguiente red de compensación clásica (RCC)

$$e_v = - \left( \frac{\lambda_m s^m + \lambda_{m-1} s^{m-1} + \dots + \lambda_0}{s^m} \right) e_p, \quad (27)$$

de donde se llega a la expresión mixta en el dominio tiempo-frecuencia

$$y\dot{u} = \dot{P}_{ref} + \left( \frac{\lambda_m s^m + \lambda_{m-1} s^{m-1} + \dots + \lambda_0}{s^m} \right) (P_{ref} - P_g). \quad (28)$$

La Figura 2 muestra el diagrama de bloques de la RCC. Esta admite una reinterpretación en forma de filtrado plano al tomar la salida plana filtrada

$$e_{pf} = \frac{-e_p}{s^m}, \quad (29)$$

así como  $m$  estados asociados a dicha salida y sus derivadas temporales. Así, se tiene la dinámica de estados

$$\begin{aligned} z_1 &= e_{yf} & \dot{z}_1 &= z_2 \\ z_2 &= \dot{e}_{yf} & \dot{z}_2 &= z_3 \\ &\vdots & &\vdots \\ z_m &= e_{yf}^{(m-1)} & \dot{z}_m &= -e_p = P_{ref} - P_g. \end{aligned} \quad (30)$$

Luego, considerando (28), se tiene

$$y\dot{u} = \dot{P}_{ref} + \lambda_m (P_{ref} - P_g) + \lambda_{m-1} z_m + \dots + \lambda_0 z_1. \quad (31)$$

Finalmente el control de filtrado plano es

$$\dot{u} = \frac{1}{y} \left( \dot{P}_{ref} + \lambda_0 z_1 + \dots + \lambda_{m-1} z_m + \lambda_m (P_{ref} - P_g) \right)$$

$$\dot{z}_i = z_{i+1}, \quad i = 1, \dots, m-1 \quad (32)$$

$$\dot{z}_m = P_{ref} - P_g.$$

El polinomio característico para la dinámica en lazo cerrado es

$$s^{m+1} + \lambda_m s^m + \dots + \lambda_0 = 0, \quad (33)$$

donde  $\lambda_0, \dots, \lambda_m$  se seleccionan tal que el polinomio sea Hurwitz.

Por ejemplo, eligiendo  $m = 1$  en (32), el par del generador es

$$\begin{aligned} \dot{T}_g &= \frac{1}{\omega_r} \left( \dot{P}_{ref} + \lambda_0 z_1 + \lambda_1 (P_{ref} - P_g) \right), \\ \dot{z}_1 &= P_{ref} - P_g. \end{aligned} \quad (34)$$

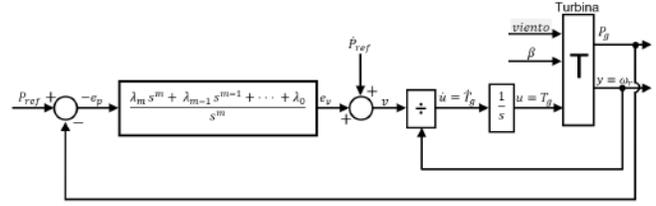


Figura 2. Diagrama a bloques de la RCC.

#### 4. SIMULACIONES

El propósito de esta sección es mostrar el desempeño del controlador de filtrado plano por medio de simulaciones numéricas en Matlab/Simulink con el uso del código FAST<sup>1</sup>. Estas consideraron la turbina de velocidad variable Wind-PACT 1.5MW de NREL que cuenta con las siguientes características: 3 álabes, un radio de rotor de 35m, potencia nominal de 1.5MW, velocidad nominal del rotor de 20rpm (2.094 rad/s), relación de caja multiplicadora de 87.965 y, según Vidal et al. (2012), par electromagnético máximo de 7.7 kNm. Se consideró además un perfil de viento turbulento tomado de la base de datos del código FAST, mismo que permite que la turbina eólica seleccionada pueda extraer hasta 1.5MW. En las simulaciones, la potencia de referencia se fijó en 1MW durante los primeros 20s y después se cambió a 1.3 MW. La condición inicial en la velocidad del rotor fue de  $\omega_r(0) = 2.094$  rad/s, que corresponde al valor nominal.

En el caso del controlador de filtrado plano, se utilizó el par del generador dado en (34). Los polos deseados en lazo cerrado se seleccionaron reales distintos y se ubicaron en el semiplano izquierdo del plano complejo en -1 y -2. Además, con el fin de asistir al controlador de par en mantener la velocidad del rotor alrededor de su velocidad nominal ante altas velocidades del viento, se incluyó en las simulaciones el controlador de paso  $\beta$  reportado en Vidal et al. (2012). Este controlador de paso es independiente del controlador de par del generador y puede usarse o no.

En la figura 3 se muestra el perfil del viento cuya velocidad promedio es de 11.5 m/s. A pesar de las fluctuaciones, se observa que la potencia de salida, figura 4, alcanza el valor de referencia, incluso cuando ésta cambia repentinamente en  $t = 20$ s. En la figura 7 se observa que el error de potencia converge a cero. Note que el objetivo de control se alcanza manteniendo la velocidad del rotor alrededor de la velocidad nominal (figura 5) y sin exceder el par máximo del generador (figura 8). Finalmente, la figura 6 muestra el ángulo de paso que no excede la tasa de cambio de 10 grad/s, que ayuda a mantener en buenas condiciones los actuadores de las palas (Vidal et al., 2012).

<sup>1</sup> FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structure and Turbulence) es un simulador desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL por sus siglas en inglés) de Estados Unidos y la Universidad de Oregón. El simulador FAST fue certificado en 2005 por la organización alemana Germanischer Lloyd WindEnergie (GL Wind) para validar diseños en aerogeneradores. Para más información consulte Jonkman (2018).

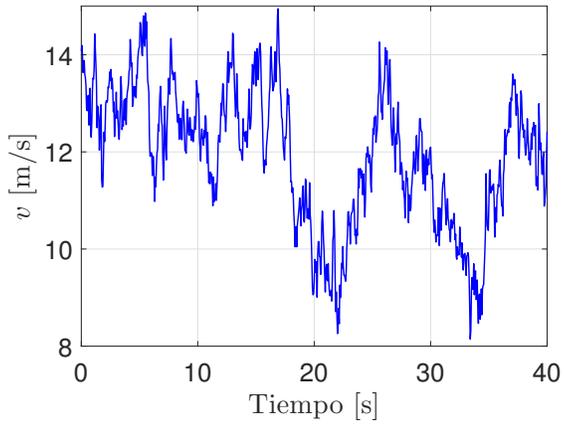


Figura 3. Perfil de viento.

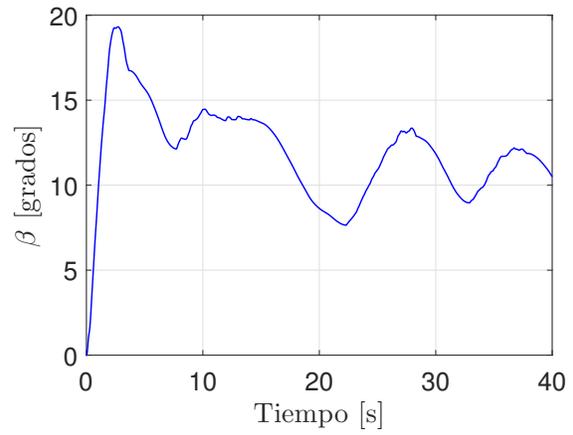


Figura 6. Ángulo de paso.

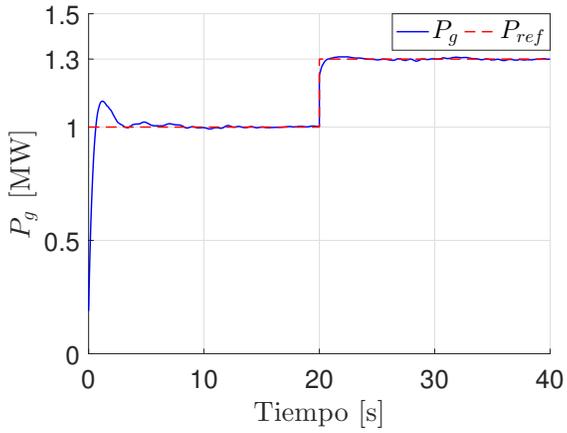


Figura 4. Potencia de salida.

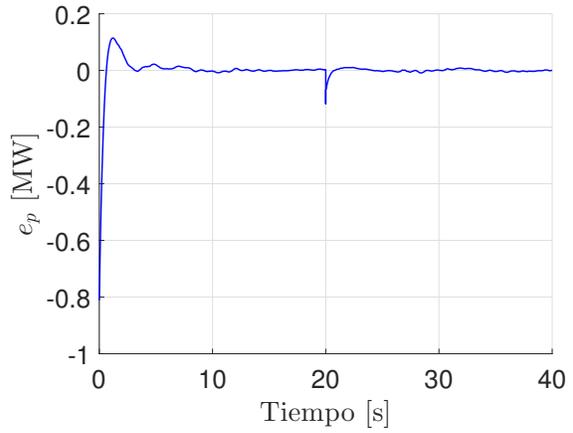


Figura 7. Error de potencia.

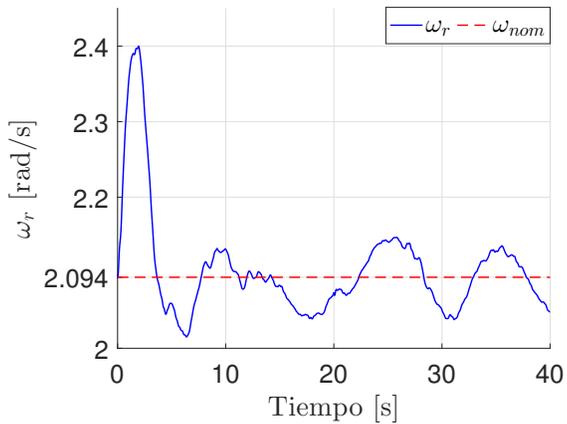


Figura 5. Velocidad del rotor.

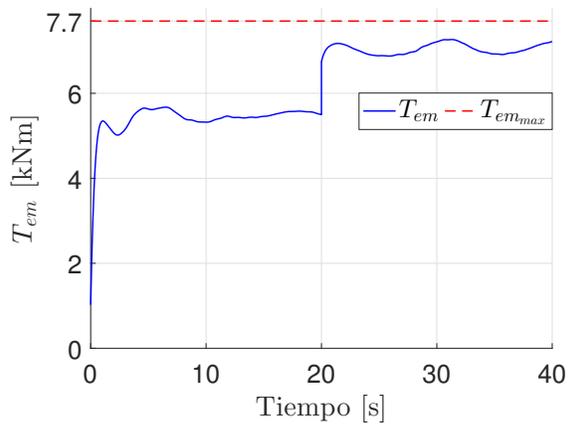


Figura 8. Par electromagnético.

## 5. CONCLUSIONES

Se diseñó un controlador de par para turbinas eólicas de velocidad variable mediante la técnica de filtrado plano. La propuesta permite controlar la potencia de salida de la turbina solamente con información de la velocidad del rotor y la potencia de referencia, en contraste con otros trabajos que necesitan además los parámetros de la turbina, el par aerodinámico o la aceleración del rotor. Mediante simulaciones utilizando el código FAST se mostró la efectividad del controlador, que resulta atractivo para fines prácticos.

## AGRADECIMIENTOS

Manuel Gámez agradece al CONACyT por el otorgamiento de una beca posdoctoral, CVU 179574.

## REFERENCIAS

- Ahmed, W. (2013). Mechanical modelling of wind turbine: comparative study. *International Journal of Renewable Energy Research*, 3(1), 94–97.
- Asl, H.J. and Yoon, J. (2016a). Power capture optimization of variable-speed wind turbines using an output feedback controller. *Renewable Energy*, 86, 517–525.
- Asl, H. and Yoon, J. (2016b). Adaptive control of variable-speed wind turbines for power capture optimization. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, 39(11), 1663–1672.
- Baaloch, M., Wang, J., and Kaloi, G. (2016). A review of the state of the art control techniques for wind energy conversion system. *International Journal of Renewable Energy Research*, 6(4), 1276–1295.
- Beltran, B., Ahmed-Ali, T., and Benbouzid, M.E.H. (2008). Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(2), 551–558.
- Beltran, B., Ahmed-Ali, T., and Benbouzid, M.E.H. (2009). High-order sliding-mode control of variable-speed wind turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(9), 3314–3321.
- Boukhezzar, B. and Siguerdidjane, H. (2010). Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines. *Control Engineering Practice*, 18, 1357–1368.
- Boukhezzar, B. and Siguerdidjane, H. (2005). Nonlinear control of variable speed wind turbines for power regulation. In *Proc. of the IEEE Conference on Control Applications*, 114–119. Toronto, Canada.
- Coronado, A., Gámez, M., and Peñaloza, O. (2017). Adaptive control of variable-speed variable-pitch wind turbines for power regulation. In *IEEE Int. Conf. on Renewable Energy Research and Applications*, ICRERA 2017, 479–483.
- Divone, L.V. (2009). Evolution of modern wind turbines part a: 1940 to 1994. In *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts in Wind Turbine Engineering, Second Edition*. ASME Press.
- Fliess, M., Levine, J., Martin, P., and Rouchon, P. (1995). Flatness and defect of non-linear systems: introductory theory and examples. *International Journal of Control*, 61(6), 1327–1361.
- Jonkman, J. (2018). NWTC information portal (FAST). <https://nwtc.nrel.gov/FAST>. Last modified 04-January-2018; accessed 15-April-2018.
- Joo, Y.J. and Back, J.H. (2012). Power regulation of variable speed wind turbines using pitch control based on disturbance observer. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 7(2), 273–280.
- Kesraoui, M., Krichi, N., and Belkadi, A. (2011). Maximum power point tracker of wind energy conversion system. *Renewable Energy*, 36, 2655–2662.
- Martin, P., Murray, R., and Rouchon, P. (2003). Flat systems, equivalence and trajectory generation. *CDS Technical Report*.
- Meng, W., Yang, Q., and Sun, Y. (2014). Adaptive control of variable-speed wind energy conversion systems with inaccurate wind speed measurement. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, 37(1), 63–72.
- Pozo, F., Vidal, Y., Acho, L., Luo, N., and Zapateiro, M. (2013). Power regulation of wind turbines using torque and pitch control. In *Proc. of the American Control Conference (ACC)*, 6486–6491. Washington, D.C., USA.
- Rajendran, S. and Jena, D. (2014). Control of variable speed variable pitch wind turbine at above and below rated wind speed. *Journal of Wind Energy*, 2014(Article ID 709128), 14.
- Rigatos, G. (2015). *Nonlinear control and filtering using differential flatness approaches: applications to electro-mechanical systems*. Springer.
- Sira-Ramírez, H., Luviano-Juárez, A., Ramírez-Neria, M., and Garrido-Moctezuma, R. (2016). Flat filtering: A classical approach to robust control of nonlinear systems. In *Proc. of the American Control Conference (ACC)*, 3844–3849.
- Song, Y., Dhinakaran, B., and Bao, X. (2000). Variable speed control of wind turbines using nonlinear and adaptive algorithms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(3), 293–308.
- Soriano, L., Yu, W., and Rubio, J. (2013). Modeling and control of wind turbine. *Mathematical Problems in Engineering*, 2013(Article ID: 982597), 13.
- Soufi, Y., Kahla, S., Sedraoui, M., and Bechouat, M. (2016). Optimal control based rst controller for maximum power point tracking of wind energy conversion system. In *Proc. of the IEEE Int. Conf. on Renewable Energy Research and Applications*, 1168–1172. Birmingham, U.K.
- Thongman, J. and Ouhrouche, M. (2011). Mppt control methods in wind energy conversion systems. In R. Carriveau (ed.), *Fundamental and advanced topics in wind power*. InTech.
- Vidal, Y., Acho, L., Luo, N., Zapateiro, M., and Pozo, F. (2012). Power control design for variable-speed wind turbines. *Energies*, 5(8), 3033–3050.