

Nuevo modelo para el par mecánico de una turbina eólica.

Juvenal Villanueva Maldonado[†] y Luis Alvarez-Icaza[‡]

Instituto de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México
04510 Coyoacán DF, México

Resumen—El par mecánico de una turbina eólica se modela con una perspectiva de fenómeno de fricción. Se propone un modelo para el par generado basado en la velocidad relativa entre la velocidad del viento y la velocidad de las hélices. La principal ventaja de este modelo es la posibilidad de utilizar técnicas de identificación en tiempo real para recuperar los valores de los parámetros. El modelo es comparado con un modelo de referencia heurístico, mostrando buen desempeño.

Palabras clave: Modelado, Turbina eólica, Par Mecánico, Identificación paramétrica.

I. INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable como sistemas de generación de energía eléctrica han sido muy importantes en años recientes. El uso de las turbinas eólicas para la extracción de la energía cinética del viento es una de las tecnologías con mayor crecimiento en el mundo (Danish, 2008). El principal objetivo de una turbina eólica es maximizar la potencia extraída del viento, bajo condiciones seguras de operación. El uso de una técnica adecuada de control juega un papel muy importante en la conversión y en la extracción segura de la potencia disponible que hay en el viento.

En la literatura existen diferentes métodos para el diseño de controladores para maximizar el desempeño de la turbina eólica (ver (Lima *et al.*, 1999), (Song *et al.*, 2000), (Lin y Qingding, 2003), (Balas *et al.*, 2003), (Dadone y Dambrosio, 2003), (Sakamoto *et al.*, 2004), (Boukhezzar y Siguerdidjane, 2005), (Iyasere *et al.*, 2008), (Muhando *et al.*, 2008)). La mayoría utiliza un modelo heurístico para la potencia mecánica (P) y el coeficiente de potencia (C_p), los cuales están dados por (Heier, 1998)

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \alpha) A_R \dot{x}^3, \quad (1)$$

$$C_p = 0.5 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\alpha - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}}, \quad (2)$$

con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\alpha} - \frac{0.035}{\alpha^3 + 1} \right), \quad (3)$$

[†]Estudiante de posgrado, JVillanuevaMa@iingen.unam.mx

[‡]Investigador, alvar@pumas.iingen.unam.mx, Corresponsal

y

$$\lambda = \frac{R\omega}{\dot{x}}, \quad (4)$$

donde,

- P es la potencia mecánica de la turbina [W]
- A_R es el área cubierta por las hélices durante la rotación [m^2]
- C_p es el coeficiente de potencia de la turbina
- \dot{x} es la velocidad del viento [m/s]
- ρ es la densidad del aire [kg/m^3]
- λ es la relación de velocidades en la punta de las hélices
- α es el ángulo de ataque que presentan las hélices [$^\circ$]
- R es el radio de las hélices [m]
- ω es la velocidad angular de la turbina [rad/s]

Existen otros modelos para el coeficiente de potencia basados en consideraciones aerodinámicas que son muy complejos y por tanto de reducida utilidad práctica desde el punto de vista de control.

La mayoría de los trabajos encontrados en la literatura se refieren al modelo del coeficiente de potencia, a pesar de que en un sistema eólico el par es la variable necesaria para regular el generador eléctrico al que normalmente se encuentran acoplados. Esto es cierto para máquinas síncronas y de velocidad variable. El diseño de controladores basados en par para generadores eólicos se puede consultar en (Tan y Islam, 2004), (Li *et al.*, 2005), (Zinck *et al.*, 2007) y (Bati *et al.*, 2008). La estimación del coeficiente de potencia se muestra en (Mok, 2005), (Busawon *et al.*, 2006) y (Odgaard *et al.*, 2008), donde la relación que se utiliza para obtener el par está dada por

$$T = \frac{P}{\omega}. \quad (5)$$

Si se utiliza la Ec. (1), se tiene que

$$T = \frac{0.5\rho C_p(\lambda, \alpha) A_R \dot{x}^3}{\omega}, \quad (6)$$

El conocimiento apropiado del par disponible en la turbina es necesario para fijar trayectorias eléctricas deseadas que la máquina eléctrica deberá seguir para maximizar la potencia, donde C_p dado por Ec. (2), es el

término más complejo en el modelo del par mecánico.

La aproximación usada en este artículo es similar a la usada en (Villanueva y Alvarez-Icaza, 2008) donde se analiza la transformación que existe de energía desde una perspectiva del fenómeno de fricción que se da entre el viento y las hélices de la turbina a través de nociones de velocidad relativa. En lugar de trabajar con el coeficiente de potencia o la potencia disponible, ahora el par es modelado directamente.

La aproximación que se utiliza para el coeficiente de potencia es conveniente para representar turbinas de diferentes dimensiones y capacidades, pero la estructura que muestra la Ec. (2) hace difícil la estimación de los parámetros para una turbina dada. Si el par se modela con una estructura apropiada, entonces es posible utilizar técnicas de identificación en línea para obtener el valor de los parámetros.

El trabajo está organizado como sigue. En la sección I-A se introduce una transformación en el modelo de la Ec. (2) que permite asignar un comportamiento simétrico al modelo del coeficiente de potencia e identifica dos modos de operación como turbina y ventilador. Basada en esta transformación, la Sección II introduce la noción de velocidad relativa que es conveniente para el modelado del par mecánico. La Sección III propone un modelo basado en nociones de velocidad relativa. La forma de este modelo se basa en un popular modelo de fricción. Finalmente, la Sección IV presenta los resultados de las simulaciones comparados con el modelo heurístico de la Ec. (6), y la Sección V presenta las conclusiones.

A. Representación simétrica de C_p

Intuitivamente, la posibilidad de extraer energía cinética del viento puede ser relacionada con una noción del promedio de alguna velocidad relativa entre el viento y las hélices. De esta manera, si se usa el concepto de velocidad relativa, es necesario tomar los dos regímenes de trabajo que las hélices pueden realizar: turbina y ventilador. Para el modelo del coeficiente de potencia en la Ec. (2), la velocidad de punta de las hélices (λ), es el principal elemento para determinar su comportamiento. Cuando el comportamiento del modelo en Ecs. (2) - (4) se aplica para valores grandes de velocidad de punta λ , el modelo produce un coeficiente de potencia negativo que corresponde al comportamiento esperado cuando las hélices están actuando como ventilador y no como turbina. Sin embargo, la forma de esta aproximación no corresponde con el comportamiento simétrico que se espera cuando ocurre la transición turbina-ventilador. Esto es porque el modelo heurístico en las Ecs. (2) - (4) está desarrollado sólo para describir el comportamiento de turbina y, no es válido para valores negativos del coeficiente de potencia.

En (Villanueva y Alvarez-Icaza, 2007) se introduce una transformación de la velocidad de punta dada por

$$\lambda' = \frac{\dot{x} - r\omega}{\dot{x}_m}, \quad \dot{x}_m \neq 0, \quad (7)$$

donde \dot{x}_m es la velocidad media del viento y r es un radio equivalente ($r \neq R$). Si se usa la Ec. (4), las dos variables λ y λ' están relacionadas por

$$\lambda = \frac{R}{r} \left[1 - \lambda' \frac{\dot{x}_m}{\dot{x}} \right]. \quad (8)$$

Si ahora se usa el modelo en las Ecs. (1) - (3) el radio equivalente es

$$r = R \left[\frac{(0.4\alpha + 5) + \frac{4.06}{\alpha^3 + 1}}{116 - 0.08\alpha \left((0.4\alpha + 5) + \frac{4.06}{\alpha^3 + 1} \right)} \right]. \quad (9)$$

El coeficiente de potencia dado en términos de λ' es

$$C_p = \text{sgn}(\lambda') 0.5 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\alpha - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}}, \quad (10)$$

donde λ_i es calculada utilizando $\lambda_i = \lambda_i(\lambda', \alpha)$.

La Fig. 1 muestra las curvas características del nuevo modelo. Es posible observar la simetría en las curvas alrededor de la velocidad relativa cero, y que separa los dos modos de operación como turbina y ventilador.

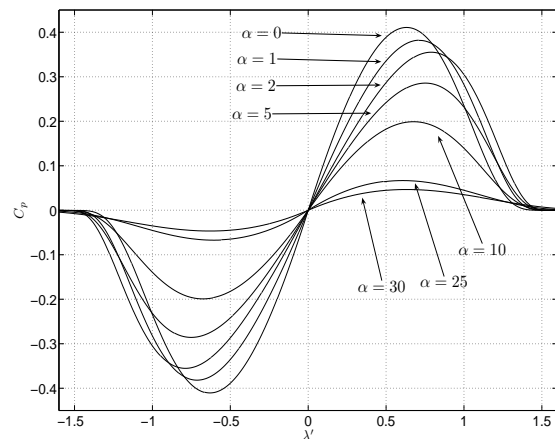


Figura 1. Curvas características de C_p vs λ' .

II. PAR MECÁNICO DE LA TURBINA EÓLICA

La estructura altamente no lineal del modelo heurístico del par mecánico en la Ec. (6) hace difícil encontrar los valores de los parámetros y dificulta el uso de métodos eficientes de identificación de parámetros. La interacción

de la turbina y el viento es muy compleja. Sin embargo, es deseable tener una representación razonable y simple del par mecánico.

En este trabajo se propone un modelo alternativo para el par de la turbina eólica. El modelo se desarrolla bajo la hipótesis de que una turbina es básicamente un dispositivo que trabaja con base en la fricción entre el viento y las hélices. El objetivo es desarrollar un modelo que tenga intención física, que sea fácil de utilizar y parametrizar para propósitos de control.

Considere en principio una definición de velocidad relativa basada en el radio externo de las hélices por

$$\dot{x}_R = \dot{x} - R\omega. \quad (11)$$

La Fig. 2 muestra el valor del par mecánico versus la velocidad relativa, \dot{x}_R , para un valor de velocidad angular constante ($\omega = 26$), y ángulos de ataque $\alpha = 0, 1, 2, 5, 10, 20$ y 30° obtenido de las Ecs. (2)-(4), (6) y (11).

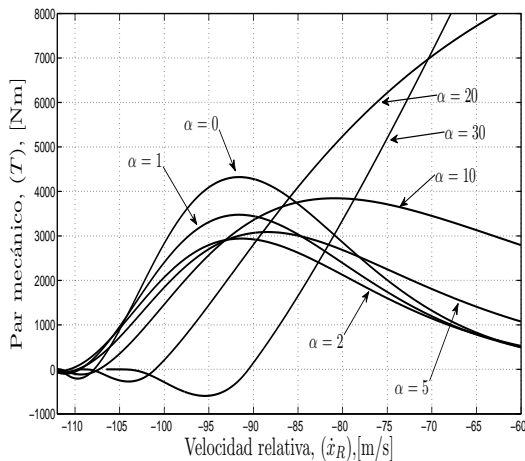


Figura 2. Par mecánico vs velocidad relativa, \dot{x}_R , para diferentes valores de α .

De la Fig. 2, se puede observar que si $T = 0$ entonces $\dot{x}_R \neq 0$ y el valor de \dot{x}_R en los puntos donde el torque es cero es diferente para cada α . Una nueva velocidad relativa, \dot{x}_r , es necesaria de tal forma que

$$T = 0 \Leftrightarrow \dot{x}_r = 0,$$

con

$$\dot{x}_r = \dot{x} - r\omega, \quad (12)$$

donde el valor de r se ajusta de acuerdo con la Ec. (9) que depende de α . La Fig. 3 muestra los resultados de este proceso donde las dos regiones de operación, turbina y ventilador, se distinguen claramente.

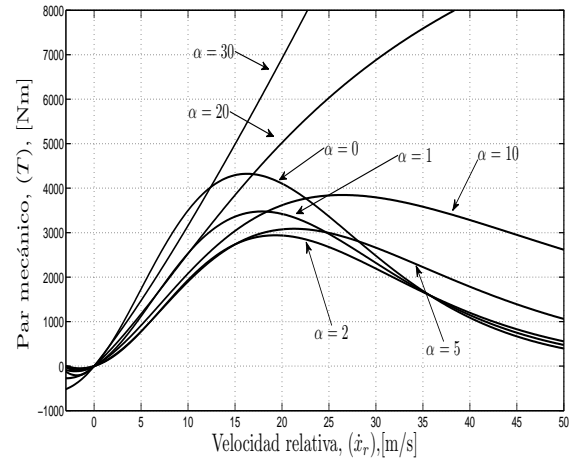


Figura 3. Par mecánico vs velocidad relativa, \dot{x}_r , para diferentes valores de α .

III. NUEVO MODELO PARA EL PAR MECÁNICO DE LA TURBINA

El interés para el control de los aerogeneradores está directamente relacionado con la transformación de la energía cinética que se extrae del viento. En esta sección se introduce un nuevo modelo que representa directamente el par mecánico de la turbina, dejando a un lado el uso de potencia eléctrica o el coeficiente de potencia. Este modelo se presenta en términos de la velocidad relativa definida en la sección previa.

El modelo propuesto está dado por

$$T = \theta_1 \dot{x}_r^2 + \theta_2 \dot{x}_r + \theta_3, \quad (13)$$

donde θ_1, θ_2 y θ_3 son parámetros que deben ser estimados. Este modelo está parcialmente inspirado en la forma que tiene un modelo de fricción dinámico (Canudas de Wit *et al.*, 1995). Para realizar la parametrización se toma la Ec. (12) y se sustituye en Ec. (13), y por lo que se tiene que

$$T = [\dot{x}^2 \quad \dot{x}(-2\omega + 1) \quad \omega^2 - \omega \quad 1] \begin{bmatrix} \sigma_0 \\ \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \end{bmatrix}, \quad (14)$$

donde el vector de parámetros está dado por

$$\Phi = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ r\theta_1 + \theta_2 \\ r^2\theta_1 + r\theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_0 \\ \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \end{bmatrix}.$$

Debido a que el radio se define con la Ec. (9) y es dependiente de α , se toma como un parámetro desconocido. Para recuperar r y los parámetros θ_i de la Ec. (13), desde

los parámetros σ_i de la Ec. (14), se tienen las siguientes relaciones

$$r = \frac{\sigma_2}{\sigma_1}, \quad (15)$$

$$\theta_1 = \sigma_0, \quad (16)$$

$$\theta_2 = \sigma_1 - \frac{\sigma_2}{\sigma_1}\sigma_0, \quad (17)$$

$$\theta_3 = \sigma_3. \quad (18)$$

IV. RESULTADOS

A. Datos de simulación

Para examinar el modelo propuesto se confronta con el modelo de referencia dado por las Ecs. (6) - (10). Los parámetros θ_i son estimados con el método de identificación de mínimos cuadrados (Ioannou y Sun, 1996). Los datos¹ utilizados son los siguientes

- $R = 4.5$ m
- $\dot{x}_m = 1$ m
- $\delta = 1.225 \frac{kg}{m^3}$
- $\lambda = 8$

Como señal de excitación, se utiliza la señal de viento tomada durante el día 3 de enero del 2006 en el cerro La Virgen en el estado de Zacatecas a una altura de 40 m con un tiempo de muestreo de 10 seg. Tomando los datos del archivo, se lleva a cabo una interpolación lineal con la que se obtiene el perfil mostrado en la Fig. 4.

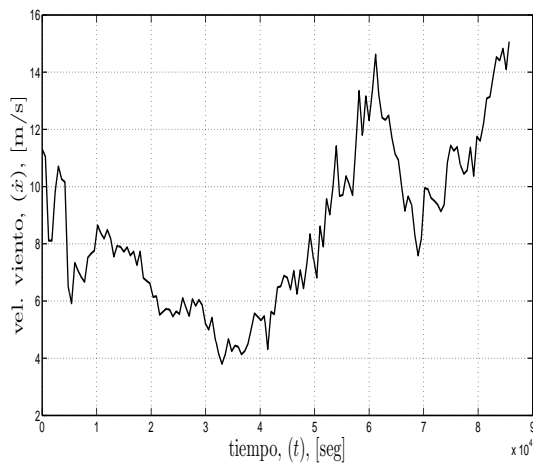


Figura 4. Perfil de viento, 3/01/2006, alt: 40 mts., La virgen, Zacatecas.

Existen dos tipos de generadores que son utilizados por la industria, síncronos y de velocidad variable. En este

¹El valor del radio R , es similar al de una turbina industrial.

último caso, se fijó el valor de $\alpha = 0, 1, 2, 5, 10, 20, 30^\circ$ y se aplicó un perfil de velocidad angular dado por la Fig. 5. Este perfil de ω permite mantener $\lambda = 8$, ya que es el punto máximo de conversión que permiten los datos del modelo de referencia.

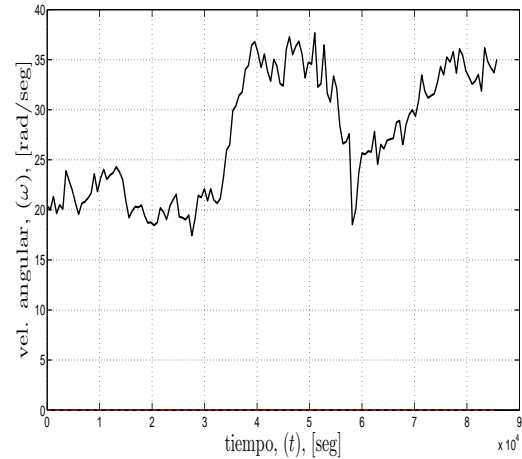


Figura 5. Perfil de velocidad angular, ω , para $\lambda = 8$.

En la Fig. 6 se observan las señales del par mecánico que se obtuvo del modelo de referencia y del modelo propuesto, para cada uno de los valores de α . El modelo propuesto presenta una buena respuesta con respecto al modelo de referencia, ya que después de 700 segundos no se puede observar la diferencia.

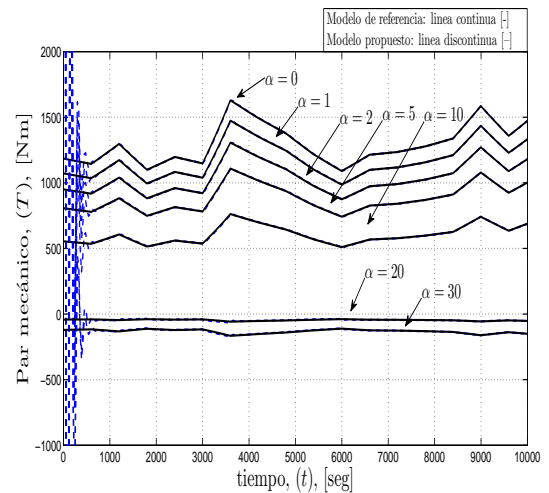


Figura 6. Par mecánico vs tiempo.

El error de estimación del par mecánico se muestra en la Fig. 7. Obsérvese que es muy pequeño y conforme el tiempo crece, el error decrece. La Fig. 8 muestra el valor del radio r , donde se aprecia que para cada α_i este

converge al valor de $r = 0.5625$.

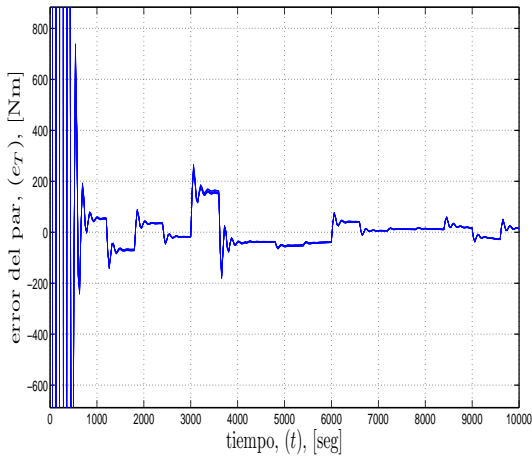


Figura 7. Error de estimación del par mecánico.

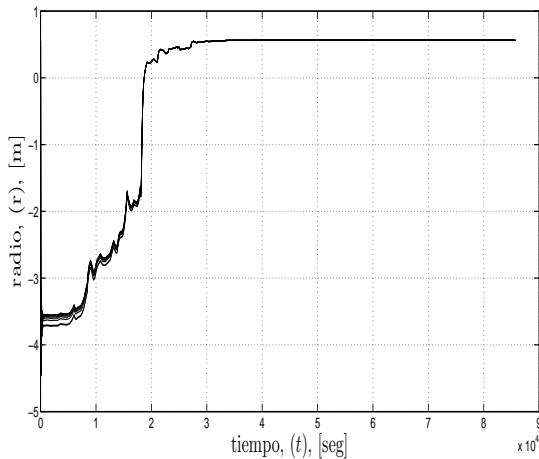


Figura 8. Radio estimado, r .

En la Fig. 9 se muestra la evolución de los parámetros σ_i con respecto al tiempo (t), éstos convergen después de un tiempo. La Fig. 10 presenta los resultados para los parámetros θ_i . Se observa que θ_3 después de un tiempo logra estabilizarse en un mismo valor independiente del valor de α , mientras que para θ_1 y θ_2 se logran estabilizar, pero su valor es distinto para cada valor de α , tal como se muestra en Fig. 11.

V. CONCLUSIONES

En la búsqueda de una nueva forma de modelar una turbina eólica, con el objetivo de obtener un modelo sencillo y de fácil uso en el diseño de controladores, se exploró el fenómeno de fricción que existe entre el viento y las hélices.

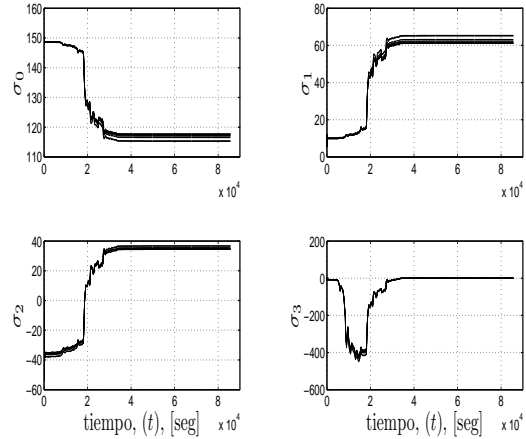


Figura 9. Evolución de parámetros σ_i vs tiempo.

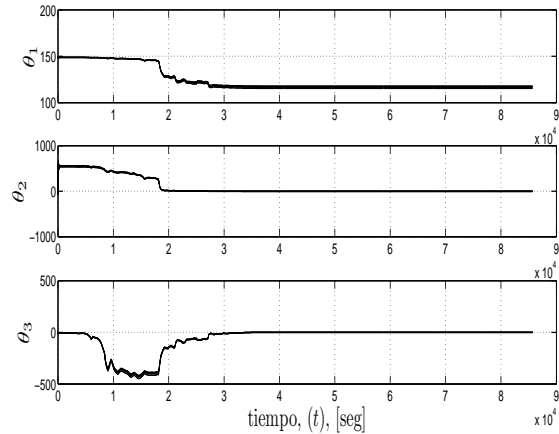
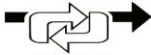


Figura 10. Valor de los parámetros θ_i vs tiempo.

Se propuso un nuevo modelo para el par mecánico de una turbina. El modelo fue obtenido bajo la suposición de que la turbina puede trabajar en dos regiones, como turbina y como ventilador. La estructura del modelo está inspirada por la representación de los modelos dinámicos de fricción en un intento de reproducir la transformación de energía cinética del viento en energía mecánica en las hélices como un fenómeno de fricción. Se utilizó la velocidad relativa entre el viento y las hélices como variable principal para el nuevo modelo. El modelo muestra un comportamiento similar al de un modelo heurístico muy popular en la literatura, y proporciona una muy buena capacidad de reproducción del par mecánico de la turbina. Entre las ventajas que existen de utilizar el nuevo modelo son su sentido físico y que es posible utilizar técnicas de identificación paramétrica en línea para obtener los valores de los parámetros, así como el valor del radio equivalente de la turbina dada. La validación experimental del modelo está en proceso.



AMCA

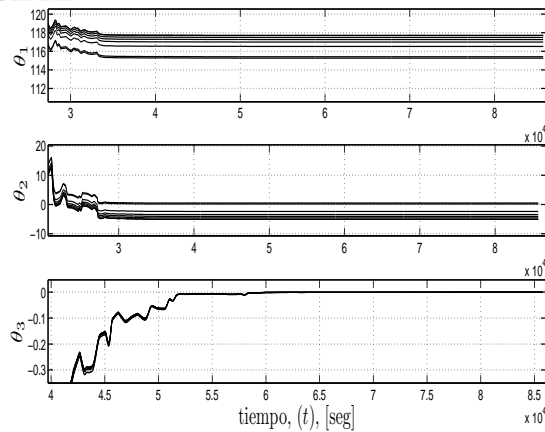


Figura 11. Acercamiento de los parámetros θ_i .

REFERENCIAS

- Balas, M.J., A. Wright, M. Hand y K. Stol (2003). Dynamics and control of horizontal axis wind turbines. En: *Proceedings of the 39th IEEE Conference on Decision and Control*. pp. 3781–3793.
- Bati, Akram, Kasim Rashid y Safa Khudair (2008). A new methodology to the control problem of horizontal axis wind power plants using adaptive neural network. *Proceedings of the 17th World Congress The International Federation of Automatic Control* pp. 15921–15926.
- Boukhezzer, Boubekeur y Houria Siguerdidjane (2005). Nonlinear control of variable speed wind turbines without wind speed measurement. *Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control, and the European Control Conference* pp. 3456–3461.
- Busawon, Krishna, Milutin Jovanovic y Lee Dodson (2006). Power coefficient estimation in a wind energy conversion system. *Proceeding of 12th International Power Electronics and Motion Control Conference. EPE-PEMC* pp. 1273–1277.
- Canudas de Wit, C., H. Olsson, J. Åström y P. Lischinsky (1995). A new model for control of systems with friction. *IEEE Transaction on Automatic Control* **40**(3), 419–425.
- Dadone, A. y L. Dambrosio (2003). Estimator based adaptive fuzzy logic control technique for a wind turbine-generator system. *Energy Conversion and Management* **44**, 135–153.
- Danish (2008). Danish Wind Industry Association, annual report 2008. <http://www.windpower.org>.
- Heier, S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Wiley.
- Ioannou, Petros A. y Jing Sun (1996). *Robust Adaptive Control*. PTR Prentice-Hall.
- Iyasere, E., M. Salah, D. Dawson y J. Wanger (2008). Nonlinear robust control to maximize energy capture in a variable speed wind turbine. *Proceeding of American Control Conference* pp. 1824–1829.
- Li, Hui, K.L. Shi y P. MacLaren (2005). Neural network based sensorless maximum wind energy capture with compensated power coefficient. *IEEE Transactions on Industry Application* **4**, 1548–1556.
- Lima, M.L., J.L. Silvino y P. de Resende (1999). H_∞ control for a variable-speed adjustable-pitch wind energy conversion system. *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics* pp. 556–561.
- Lin, Z. y G. Qingding (2003). Adjustable-pitch and variable-speed control of wind turbines using nonlinear algorithm. En: *Proceedings Sixth International Conference on Electrical Machines and Systems*. pp. 270–273.
- Mok, Ken (2005). Identification of power coefficient of wind turbines. *Proceeding of the IEEE Power Engineering Society General Meeting* **2**, 2078–2082.
- Muhando, Endusa Billy, Tomonobu Senjyu, Eitaro Omine y Toshihisa Funabashi (2008). Full state feedback digital control of wecs with state estimation by stochastic modeling desing. *Proceeding of the*

IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy pp. 1–8.

Odgaard, Peter F., Chris Damgaard y Rasmus Nielsen (2008). On-line estimation of wind turbine power coefficients using unknown input observers. *Proceeding of the 17th World Congress The International Federation of Automatic Control* pp. 10646–10651.

Sakamoto, Ryosei, Tomonobu Senjyu, Tatsuto Kinjo, Naomitsu Urasaki y Toshihisa Funabashi (2004). Output power leveling of wind turbine generator by pitch angle control using adaptive control method. *2004 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004* pp. 834–839.

Song, Y.D., B. Dhinakara y X.Y. Bao (2000). Control of wind turbines using nonlinear adaptive field excitation algorithms. *Proceedings of the American Control Conference* pp. 1551–1555.

Tan, Kelvin y Syed Islam (2004). Optimum control strategies in energy conversion of pmsg wind turbine system without mechanical sensors. *IEEE Transactions on Energy Conversion* **19**, 392–399.

Villanueva, J. y L. Alvarez-Icaza (2007). Modelado del coeficiente de potencia de un aerogenerador por efecto de fricción. *Memorias del Congreso Nacional de la Asociación de México de Control Automático, AMCA 07* pp. 1–6.

Villanueva, J. y L. Alvarez-Icaza (2008). Wind turbine modeling by friction effects. *Proceeding of the 17th World Congress The International Federation of Automatic Control* pp. 2008–2013.

Zinck, Kasper, Per Brath y Jakob Stoustrup (2007). Gain-scheduled linear quadratic control of wind turbines operating at high wind speed. *Proceeding of IEEE International Conference on Control Applications* pp. 276–281.