

Control robusto por modos deslizantes de turbinas de viento de velocidad variable para optimización de potencia

Jován O. Mérida, Luis T. Aguilar

Robust sliding mode control for variable speed wind turbine for power optimization

Recibido: junio 1, 2012

Aceptado: julio 23, 2012

Palabras clave: Energías renovables; control no lineal; control robusto; modos deslizantes; turbinas de viento.

Abstract:

This paper presents a strategy of sliding mode control, which solves the problem of power generation for variable speed wind turbine systems. The control objective is to track a wind speed profile to operate the wind turbine in maximum power extraction while reducing mechanical loads. The properties of the proposed controller are robustness to parametric uncertainties, external disturbances, and unmodeled dynamics, also finite reaching time. We use a realistic model which takes into account the nonlinear dynamic aspect of the wind turbine and the turbulent nature of the wind. In order to validate the mathematical model and evaluate the performance of proposed controller in presence of disturbance, we used Matlab-Simulink. The results show better acquisition of power and reduction of loads in comparison with existing controllers.

Keywords: Renewable energy; nonlinear control; robust control; sliding mode; wind turbines.



COMO resultado de la expansión de la población y el aumento de la integración global, ha habido un gran crecimiento en el consumo de energía. Esto supone un riesgo por el agotamiento de los recursos naturales, esto ha causado el incremento en la demanda de sistemas de generación de energía renovable [1], trayendo esto consigo que la electricidad cada vez más se esté generando a partir de fuentes renovables. La energía eólica es actualmente una de las fuentes de energía renovable de más rápido crecimiento en el mundo, implementándose en más de 80 países [2]. La capacidad instalada a nivel mundial de energía eólica para el 2011 tuvo un crecimiento del 22 %. El sector eólico empleó a 670 000 personas a nivel mundial. La Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA, por sus siglas en inglés) publicó para este año la última versión actualizada para las instalaciones eólicas instaladas en todo el mundo; con una capacidad instalada total de 239 000 MW, suficiente para cubrir un 3% de la electricidad mundial demandada [2]. Este aumento se debe a varias razones sociales y ambientales: el debate sobre el cambio climático, el agotamiento de los recursos fósiles y nucleares, los daños causados por la utilización de los recursos fósiles, la creciente conciencia sobre los riesgos de peligro relacionados con la utilización de la energía

nuclear. Todo estos factores han llevado a la comunidad mundial y a los gobiernos nacionales ha establecer nuevas políticas a favor de la energía eólica y a impulsar futuras mejoras en las tecnologías relacionadas.

**La energía eólica es actualmente
una de las fuentes de energía
renovable de más rápido
crecimiento en el mundo**

Los sistemas de conversión de energía de viento presentan grandes retos a nivel científico, por lo tanto, la demanda de ingenieros e investigadores con conocimientos en el campo de la energía eólica se ha incrementado. Las investigaciones en curso se centran en aumentar la eficiencia de las turbinas de manera individual, así como también los parques eólicos tratándolos como una entidad. El aumento de la eficiencia energética y reducir el estrés mecánico y estructural, es muy importante. Una forma de lograrlo es a través del diseño de un modelo avanzado que tenga en cuenta la mayor cantidad de características de la turbina; pero obtener un modelo que sea muy preciso es muy difícil debido a que aunque las matemáticas te permiten describir un sistema, jamás se comportarán de igual manera que un sistema físico, debido a que son demasiadas variables a tomar en cuenta. Una solución es el uso estrategias de control avanzado que mejoran el rendimiento de los aerogeneradores, éstas permiten una mejor utilización de los recursos de la turbina, lo que aumenta la vida útil de los componentes mecánicos y eléctricos, obteniendo una mayor rentabilidad.

Existen dos tipos principales de turbinas eólicas de eje horizontal: de velocidad fija y de velocidad variable [4]. En el presente trabajo se opta por trabajar con la de velocidad variable, porque si bien el sistema de velocidad fija es fácil de construir y operar, no tiene la misma capacidad de extracción de energía que la de un sistema de velocidad variable, un aumento de hasta 20% más que la de la turbina de velocidad fija [3].

El objetivo del controlador de las turbinas de viento depende del área de operación [4, 5]. Las regiones de funcionamiento de la turbina de viento pueden ser divididas en (ver Figura 1):

Región I: Velocidad del viento por debajo de la velocidad de conexión.

Región II: Entre la velocidad del viento en la región I y la velocidad nominal del viento.

Región III: Entre la velocidad nominal del viento y la velocidad de corte del viento.

En la Región I la turbina de viento no inicia, es decir, la máquina está apagada porque la potencia disponible en el viento es baja comparada a las pérdidas en el sistema de la turbina. Región II es un modo de operación donde es deseable que la turbina capture tanta energía del viento como sea posible, debido a las pérdidas aerodinámicas las tasas de extracción son bajas. El torque del generador provee de la entrada de control para variar la velocidad del rotor, mientras el ángulo de calaje es mantenido a un valor constante óptimo. Región III ocurre cuando la velocidad del viento es lo suficientemente alta, tal que la turbina debe limitar la fracción de la energía eólica capturada de tal manera que no supere el límite de carga para el cual la parte eléctrica y la mecánica de la turbina han sido diseñadas. En general, se busca mantener la velocidad nominal del rotor y la potencia nominal de salida mediante el control de paso de las palas con el par del generador constante en su valor nominal. Región II es considerada en el presente documento. Diversas estrategias de control han sido propuestas en la literatura, mayormente basados en modelos lineales invariantes en el tiempo. Esto, debido a diversas razones.

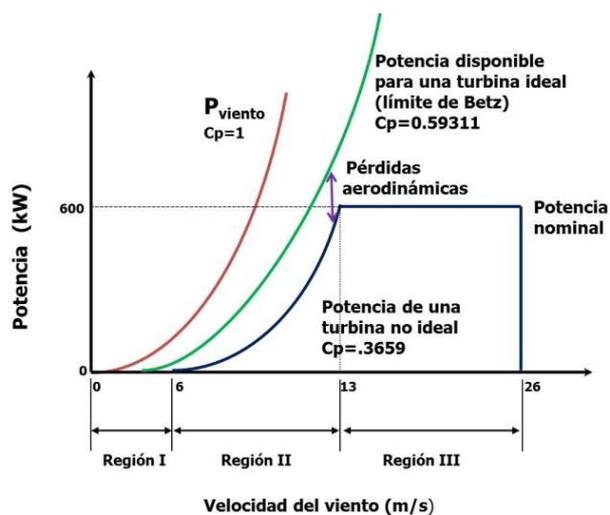


Figura 1. Curva de potencia de estado estable para la CART.

Primeramente, la teoría de control lineal es un tópico bien desarrollado mientras que la teoría de control no lineal está

menos desarrollada y es más difícil de implementar. Segundo, la mayor parte de los sistemas de control de turbinas de viento hasta el día de hoy, son basados en teoría de control lineal, por lo tanto, la implementación de los controladores son basados en modelos linealizados [6]. Aunque algunos de los métodos clásicos se han aplicado con éxito, son limitados y problemáticos cuando se extienden a considerar múltiples variables a controlar, tal como control de vibración de la torre, velocidad del rotor y vibraciones del álabe simultáneamente (véase, p. ej., [7], [8], [9], [10]). Recientemente, diseño de control no lineal para turbinas de viento ha sido de interés para la comunidad científica. Thomsen y Poulsen [11] utilizan una ley de control por linealización por retroalimentación, cuya novedad es la habilidad para desacoplar las fluctuaciones del viento. Johnson [12] diseñó un control adaptable para compensar los parámetros desconocidos y variantes en el tiempo. Un controlador por modos deslizantes de primer orden para regulación de potencia en Región III es llevado a cabo en [13], demostrando la viabilidad y efectividad de la estrategia de control. Beltran et al. [14] extendieron el control por modos deslizantes de primer orden a ambas regiones de trabajo en conjunto con un algoritmo de seguimiento de máxima potencia. En general, los controladores no lineales tienen mejor rendimiento comparado con respecto a los controladores lineales.

En el presente trabajo se propone un controlador por modos deslizantes de primer orden sugerido en [15]. El controlador toma en consideración el comportamiento no lineal de la turbina de viento, la flexibilidad de la transmisión mecánica, así como la naturaleza turbulenta del viento. Esta estrategia de control presenta características atractivas, tales como, robustez ante incertidumbre paramétrica de la turbina, robustez con respecto a perturbaciones internas y externas, y convergencia en tiempo finito. Además es simple de implementar.

Un sistema de velocidad fija no tiene la misma capacidad de extracción de energía que la de un sistema de velocidad variable

MODELO MATEMÁTICO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La potencia aerodinámica capturada por el rotor está dada por la expresión no lineal [17]

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

donde v es la velocidad del viento, ρ es la densidad del aire y R es el radio del rotor. La eficiencia de las palas del rotor esta denotado como C_p , el cual depende del ángulo de calaje β o del ángulo de paso de las palas del rotor y de la relación de la velocidad periférica λ , la relación lineal de la velocidad de las puntas de las palas a la velocidad del viento. Los parámetros β y λ afectan la eficiencia del sistema.

El coeficiente C_p es específico para cada turbina de viento. La relación de la velocidad periférica está dada

$$\lambda = R \frac{\omega_r}{v}. \quad (2)$$

La estimación de la superficie $C_p - \lambda - \beta$ de la turbina, derivada de simulación se ilustra en la Figura 2(a). Esta superficie fue creada con el software de modelado WTPerf [18], el cual usa la teoría del momento del elemento de pala para predecir el funcionamiento de las turbinas de viento [17]. La simulación con WTPerf se realizó para obtener los parámetros de la CART (turbina instalada en Laboratorio de Energía Renovable en Colorado, California). La CART es de velocidad variable, en la cual la velocidad del rotor incrementa y disminuye con el cambio de la velocidad del viento, produciendo electricidad con una frecuencia variable. La Figura 2(a) indica que hay un λ específica en la que la turbina es más eficiente. De (1) y (2), se puede observar que la eficiencia del rotor es altamente no lineal y hace de todo el sistema un sistema no lineal. La eficiencia de la potencia capturada es una función de la velocidad periférica y del ángulo de calaje. La energía capturada del viento sigue la relación

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

donde

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

es el torque aerodinámico el cual depende de la velocidad periférica. Una turbina de viento de velocidad variable generalmente consiste de una aeroturbina, un sistema de multiplicación de engranajes y un generador, como se muestra en

la Figura 2(b). El viento gira las palas generando un torque aerodinámico T_a , el cual gira a un eje de baja velocidad a una velocidad ω_r . El torque del eje de baja velocidad T_{ls} actúa como un par de frenado sobre el rotor. El sistema de multiplicación de engranajes, incrementa la velocidad del rotor a una razón n_g para obtener la velocidad del generador ω_g y decrementa el torque del eje de alta velocidad $T - h_s$. El generador es impulsado por el par T_{hs} y frenado por el par electromagnético del generador $T - em$ [6]. El modelo matemático de dos masas de la turbina de viento, puede ser descrito como sigue

$$\begin{aligned}
 J_r \omega_r &= T_a(\omega_r, \beta, v) - K_{ls}(\theta_l - \theta_{ls}) \\
 &\quad - D_{ls}(\omega_r - \omega_{ls}) - D_r \omega_r \\
 J_g n_g \omega_g &= -T_{em} n_g + K_{ls}(\theta_r - \\
 &\quad \theta_{ls}) + D_{ls}(\omega_r - \omega_{ls}) - D_g n_g \omega_g,
 \end{aligned} \tag{5}$$

donde ω_{ls} es el eje de baja velocidad, θ_r es la desviación (desplazamiento) angular lateral del rotor, θ_{ls} es la desviación angular lateral de la caja de engranajes, J_r es la inercia del rotor, J_g es la inercia del generador, D_r es el amortiguamiento externo del rotor, D_g es el amortiguamiento externo del generador, D_{ls} es el amortiguamiento del eje de baja velocidad y K_{ls} es la rigidez del eje de baja velocidad. Asumiendo una caja de engranaje ideal con transmisión n_g

$$n_g = \frac{\omega_g}{\omega_{ls}} = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} \tag{6}$$

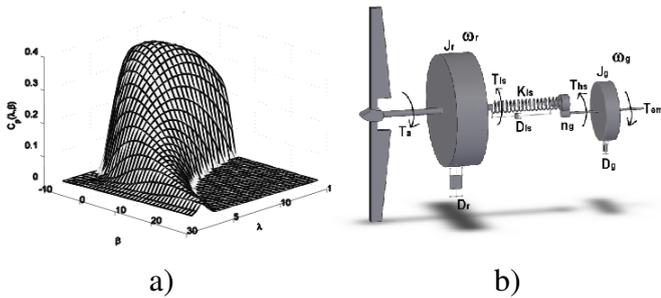


Figura 2. (a) Curva del coeficiente de potencia; (b) Modelo de dos masas de la turbina de viento.

Si se asume un eje de baja velocidad perfectamente rígido, $\omega_r = \omega_{ls}$, un modelo de una masa de la turbina puede entonces ser considerado, substituyendo (6) en (5), se obtiene

$$J - t \omega_r = T_a(\omega_r, \beta, v) - D_r \omega_r - T_g, \tag{7}$$

donde $J_t = J_r + n_g J_g$, $D_t = D_r + n_g D_g$ y $T_g = n_g T_{em}$ es la inercia total de la turbina, el amortiguamiento externo total de la turbina y el torque del generador en el lado del rotor, respectivamente. Los parámetros del modelo están dados en la Tabla 1. Estos parámetros están basados en la CART, la cual es de dos palas, con balanceo del rotor, guiñada activa, barlovento, velocidad variable y de eje horizontal. Está localizada en el Centro Nacional de Tecnología de Viento (NWTC, por sus siglas en inglés) en el estado de Colorado, Estados Unidos. La potencia nominal es de 600 kW, la velocidad de viento de arranque es de 6 m/s, la velocidad de viento nominal es de 13 m/s, la velocidad de viento de corte es de 26 m/s y tiene un máximo coeficiente de potencia de $C_{p_{max}} = 0.3659$. La velocidad nominal del rotor es de 41.7 rpm. El sistema de paso de las palas, puede variar el ángulo a una velocidad de hasta 18 deg/s con aceleraciones de hasta 150 deg/s² [19]. Las limitaciones requeridas para el torque y la velocidad del rotor son 162 kNm y 58 rpm respectivamente [20]. La caja de engranajes está conectada a un generador de inducción mediante el eje de alta velocidad y el generador está conectado a la red eléctrica mediante electrónica de potencia. En este trabajo se pasará por alto el control de la electrónica de potencia y un funcionamiento ideal será asumido [21], [22]. El objetivo principal en la región II es maximizar la potencia extraída del viento. Mientras la energía es capturada desde el viento, la potencia aerodinámica deberá ser maximizada. Esta estrategia de operación usa un sistema de control de velocidad para seguir la curva de eficiencia máxima de la extracción de energía [23]. Esto hace la eficiencia crucial. La eficiencia del sistema mecánico y la eficiencia del rotor son esenciales. En (2) la relación de la velocidad periférica puede ser alterada para incluir los puntos optimizados que se muestran en (8), esto conduce a un único punto máximo (ver (9)) que corresponde a una producción máxima de potencia.

$$\lambda_{opt} = R \frac{\omega_{r_{opt}}}{v}, \tag{8}$$

$$C_p(\lambda_{opt}, \beta_{opt}) = C_{p_{max}}. \tag{9}$$

Para maximizar la energía extraída, el rotor deberá trabajar en su punto de eficiencia máxima durante su operación. Para esto β es fijado a β_{opt} y $\omega_{r_{opt}}$ deberá cambiar dependiendo de las variaciones de la velocidad del viento

$$\omega_{r_{opt}} = R \frac{\lambda_{opt}}{v}. \tag{10}$$

Entonces, el objetivo es encontrar una ley de control T_g para lograr el mejor seguimiento del valor óptimo de potencia

Tabla 1. Parámetros de la CART del modelo de una masa.

Notación	Valor numérico	Unidades
R	21.650	m
ρ	1.308	kg/m ³
J_t	3.920×10^5	kg/m ²
D_t	400	Nm/rad/s
P_e	600	kW
n_g	43.165	kW

mientras $\omega_{r_{opt}}$ permanece debajo de ω_{nom} y las cargas sobre la turbina son reducidas.

DISEÑO DE CONTROL ROBUSTO

En las turbinas de viento de velocidad variable, el generador es conectado de manera indirecta a la red a través de un rectificador y un inversor. Cuando se conecta el generador vía el convertidor de frecuencia, la velocidad rotacional del generador será independiente de la frecuencia de la red eléctrica. La turbina de viento es controlada a través del ajuste del torque del generador en Región II. La elección de T_m como una entrada de control es motivada por el hecho de que controlando el ángulo de disparo del convertidor, es posible controlar el torque eléctrico del generador. Existen numerosos controladores del torque del generador en uso en la industria. Con el objetivo de hacer una comparación entre la ley de control propuesta y una ley de control existente (implementada en la industria), una breve descripción de esta última es dada a continuación.

La siguiente ley de control trata de mantener a la turbina operando en el valor pico de su curva C_p

$$T_g = K\omega_r^2 - D_t\omega_r, \text{ con } K = \frac{1}{2}\pi\rho R^3 \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_{opt}^3}. \quad (11)$$

Este método es conocido como Control de Velocidad Indirecto (CVI). No obstante, esta ley de control presenta dos principales desventajas: no es robusta respecto a perturbaciones y no toma en cuenta el aspecto dinámico del viento y la turbina. La estrategia de control propuesta deberá superar estos problemas a fin de obtener un mejor funcionamiento. El controlador hará un seguimiento de la velocidad del viento con el fin de lograr $\omega_{r_{opt}}$ y por lo tanto

extraer la máxima potencia aerodinámica. Una superficie de deslizamiento es definida

$$e_\omega = \omega_{r_{opt}} - \omega_r, \quad (12)$$

donde e_ω es el error de velocidad del rotor. Aquí el controlador por modo-deslizante de primer orden es desarrollado para lograr un seguimiento robusto de la velocidad del rotor. Se impone una dinámica de primer orden a e_ω

$$e_\omega + c_0 e_\omega = 0, \quad (13)$$

donde $c_0 > 0$, luego desarrollando (13), obtenemos

$$J_t\omega_{r_{opt}} + J_t c_0 e_\omega + D_t\omega_r + T_g - T_a = 0. \quad (14)$$

De (14) diseñamos el controlador del torque del generador con la siguiente estructura

$$T_g = T_a - D_t\omega_r - J_t\omega_{r_{opt}} - J_t c_0 e_\omega - J_t k_s \text{sgn} e_\omega \quad (15)$$

donde $k_s > 0$. Control por modos deslizantes alcanza un buen desempeño de seguimiento y robustez ante incertidumbres del modelo y perturbaciones internas y externas.

RESULTADOS DE SIMULACIÓN

El modelo matemático fue implementado en Matlab-Simulink. El viento es descrito como una parte de la velocidad de viento promedio que varía lentamente, superpuesto por una velocidad de viento turbulento que varía rápidamente. El modelo de la velocidad del viento v en el punto medido es

$$v = v_m + v_t, \quad (16)$$

donde v_m es el valor promedio y v_t la componente turbulenta. Con el fin de hacer una comparación entre las estrategias de control propuestas, todas las simulaciones se llevan a cabo en las mismas condiciones operativas, es decir, en presencia de una perturbación aditiva constante en el torque del generador de 500 Nm y un perfil de viento $v_m = 7$ m/s con 15% de intensidad (ver Figura 3(a)).

Las simulaciones muestran que el enfoque propuesto incrementa la potencia capturada y disminuye las cargas al compararla con la ley de control (11). La velocidad del rotor (Figura 3(b)) con el controlador propuesto sigue de manera más cercana el valor $\omega_{r_{opt}}$ extrayendo mayor potencia (Figura 4(b)) sin el seguimiento de la componente turbulenta del viento, además las características dinámicas mejoran con una tensión mecánica menor como se ilustra en la Figura (4(a)).

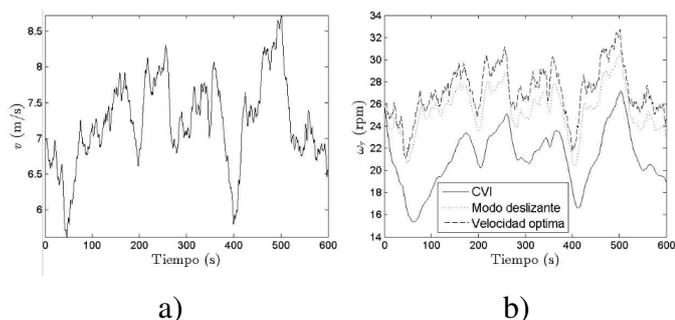


Figura 3. (a) Perfil de velocidad de viento de $v_m = 7$ m/s; (b) Velocidad del rotor.

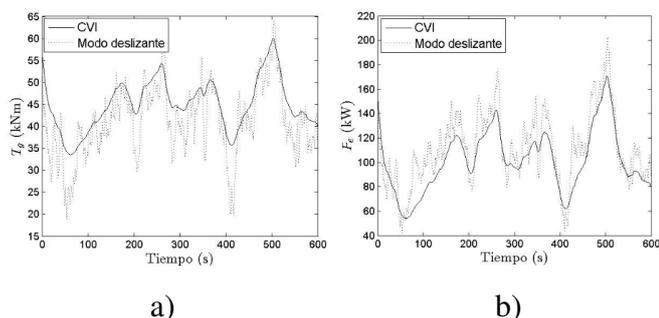


Figura 4. (a) Torque del generador; (b) Potencia eléctrica del generador.

CONCLUSIONES

En este trabajo se resuelve el problema de control de generación de energía en aerogeneradores de velocidad variable. Los objetivos fueron: sintetizar un controlador robusto para maximizar la energía extraída del viento, mientras se asegura la reducción de las cargas mecánicas. Para ese fin, una estrategia de control por modos deslizantes se propuso para asegurar la extracción de energía. La estrategia propuesta presenta características atractivas, tales como robustez ante incertidumbres paramétricas e imprecisiones de modelado; proveyendo un compromiso adecuado entre eficiencia de conversión y tensiones mecánicas. Los resultados de simulación muestran la eficiencia del controlador propuesto.

Bibliografía

[1] Masters G. M. “Renewable and efficient electric power systems,” John Wiley & Sons, 2004 [En línea].

Disponible: http://books.google.com.mx/books?id=NFb_mM580nAC.

- [2] The World Wind Energy Association. “World wind energy report 2011”, <http://www.wwindea.org>. [Consultada: 01-may-2012].
- [3] Ofualagba G. y Ubeku E. U. “Wind energy conversion system-wind turbine modeling,” en IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-8, 2008.
- [4] Laks J. H., Pao L. Y. y Wright A. D. “Control of wind turbines: past, present, and future,” en IEEE Proc. Amer. Control Conf., St. Louis, M, pp. 2096-2103, 2009.
- [5] Pao L. Y. y Johnson K. E. “A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms,” en IEEE Proc. Amer. Control Conf., pp. 2076-2089, 2009.
- [6] Boukhezzer B., Lupu L., Siguerdidjane H. y Hand M. “Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines,” Renewable Energy, Vol.32, No.8, pp. 1273-1287, 2007.
- [7] Pao L. Y. y Johnson K. E. “Control of wind turbines,” en IEEE Control Systems Magazine, Vol. 31, No.2, pp. 44-62, 2011.
- [8] Grimble M. “Horizontal axis wind turbine control: comparison of classical, LQG and H1 designs,” Dynamics and Control, Vol. 6 No. 2, pp. 143-161, 1996.
- [9] Thomsen S. “Nonlinear control of a wind turbine,” M thesis, Lyngby: Informatik og Matematisk Modellering, Danmarks Tekniske Universitet, 2006.
- [10] Bianchi F. D., De Battista H. y Mantz R. J. “Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design ,” Advances in Industrial Control. Springer-Verlag, London Limited, 1st edition, 2007.
- [11] Thomsen S. C. y Poulsen N. K. “A disturbance decoupling nonlinear control law for variable speed wind turbines,” en Proceedings of the 15th Mediterranean Conference on Control and Automation-MED, 2007.

- [12] Johnson K. “Adaptive torque control of variable speed wind turbines,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Technical Report NREL/TP-500-36265, 2004.
- [13] Beltran B., Ahmed-Ali T., Benbouzid, M. “Sliding Mode Power Control of Variable Speed Wind Energy Conversion Systems,” en Electric Machines & Drives Conference, Vol.2, pp. 943-948, 2007.
- [14] Beltran B., Ahmed-Ali T., Benbouzid M. “Sliding Mode Power Control of Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems,” en IEEE Transactions on Energy Conversion , Vol. 23, No. 2, pp. 551-558, 2008.
- [15] Young K.D. “A control engineer’s guide to sliding mode control,” en IEEE Trans. Control Systems Technology, Vol. 7, No.3, pp. 328-342, 1999.
- [16] Levant Arie. “High-order sliding modes, differentiation and output-feedback control,” en International Journal of Control, Vol.76, pp. 924-941, 2003.
- [17] Burton T., Jenkins N., Sharpe D. y Bossanyi E. “Wind Energy Handbook,” John Wiley & Sons, Limited, 2da edition, 2011.
- [18] Buhl M. “NWTC design codes WTPerf,” Disponible: <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/wtperf/>, [Consultada: 01-may-2009].
- [19] Wright A. D. y Fingersh L. J. “Advanced control design for wind turbines. part I: control design, implementation, and initial tests,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Tech. Rep. NREL/TP-500-42437, 2008.
- [20] Fingersh L. y Johnson K. “Controls advanced research turbine (cart) comissioning and baseline data collection,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Tech. Rep. NREL/TP-500-32879, 2002.
- [21] Thomsen S. “Nonlinear control of a wind turbine,” Me thesis, Lyngby: Informatik og Matematisk Modelling, Danmarks Tekniske Universitet, 2006.
- [22] Hammerum K. “A fatigue approach to wind turbine control,” Me thesis, Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, DTU, Richard Petersens Plads, Building 321, DK-2800, Kgs. Lyngby, 2006.
- [23] Leithead W. E. y Connor B. “Control of variable speed wind turbines: design task,” en International Journal of Control, Vol. 73. pp. 1189-1212, 2000.

Acerca del autor o autores

Jován O. Mérida es Estudiante de Doctorado en Electrónica y Comunicaciones en el Instituto Politécnico Nacional de Tijuana, Baja California. jmeridao0900@ipn.mx

Luis T. Aguilar es Profesor Investigador nivel SNI II del Centro de Investigación y Desarrollo de Tecnología Digital del Instituto Politécnico Nacional de Tijuana, Baja California. laguilarb@ipn.mx