

Control de un sistema de conversión de energía eólica operando a velocidad variable por LPV gain scheduling

F. D. Bianchi[†]

R. J. Mantz[‡]

C. F. Christiansen[§]

LEICI, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata (UNLP)

CC. 91, 1900 La Plata, Argentina. Tel-Fax: (54)(221)425 9306.

Email: fbianchi@ing.unlp.edu.ar

[†]UNLP-CONICET, [‡]UNLP-CICpBA, [§]UNLP.

Resumen— En este trabajo se presenta el control de un sistema de conversión de energía eólica (SCEE) operando a velocidad variable en una amplia zona de trabajo. Los objetivos son maximizar la captura de energía y reducir los efectos perjudiciales de las cargas dinámicas. Es sabido que estos sistemas tienen un comportamiento no lineal, por lo que la aplicación de técnicas de control óptimo lineal conduce a resultados de validez local. Aquí se propone modelar al SCEE como un sistema lineal de parámetros variantes (LPV), un tipo particular de sistema lineal variante en el tiempo y se aplican los recientes avances en técnicas de control *gain scheduling* para este tipo de sistemas. El controlador resultante se simuló utilizando un modelo no lineal del SCEE.

Keywords— Sistemas de conversión de energía eólica, energías alternativas, control robusto, LPV.

I. INTRODUCCIÓN

Si bien un alto porcentaje de los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE) conectados a red funcionan a una velocidad de rotación fija determinada por la frecuencia de la red, cada vez existe mayor interés en los sistemas que operan a velocidad variable (Muljadi *et al.*, 2000). Estos SCEE utilizan convertidores electrónicos para desvincular la velocidad de rotación de las palas de la frecuencia de la red, permitiendo que la operación de la turbina se adecúe a las condiciones del viento. El interés que despiertan estos sistemas es debido principalmente a la capacidad de incrementar la eficiencia de conversión de energía y a la reducción de los esfuerzos mecánicos (Thresher y Dodge, 1998).

Es sabido que los SCEE tienen un comportamiento dinámico no lineal y modos resonantes poco amortiguados (Novak, 1995). La excitación de estos sistemas presenta variaciones aleatorias importante, que sumadas a las perturbaciones del flujo de aire que produce la propia turbina (cargas aerodinámicas), pueden excitar los modos resonantes causando daños,

degradando la calidad de la potencia generada y reduciendo la vida útil del sistema (Freris, 1990).

La capacidad de los SCEE que operan a velocidad variable para incrementar la captura de energía y reducir el efecto perjudicial de la turbulencia y de las cargas aerodinámicas, reside principalmente en la estrategia de control que se aplique (Muljadi *et al.*, 2000). Ya que los objetivos de control resultan ser contrapuestos, una posibilidad de encontrar un buen compromiso es aplicar las bien desarrolladas herramientas de control óptimo lineal. El inconveniente es que debido a las características no lineales de la turbina, la estrategia de control sólo tendría validez en un punto de operación. Una alternativa para salvar este problema son los métodos de *gain scheduling*.

La técnica de *gain scheduling* clásica consiste básicamente en buscar una serie de controladores en varios puntos de operación y luego aplicar algún esquema de interpolación en los puntos intermedios. Aunque estos métodos han sido usados desde hace tiempo no hay un marco formal, excepto por algunas reglas heurísticas, que de garantías respecto de lo que sucede en dichos puntos intermedios (Shamma y Athans, 1992). Actualmente ha habido avances en la teoría de control que permiten tener una solución completa y sistemática de este tipo de problemas cuando se plantea el sistema no lineal como uno lineal de parámetros variantes (LPV, *Linear Parameter Varying*), lo cual salva el inconveniente del *gain scheduling* clásico (Apkarian *et al.*, 1995b; Becker y Packard, 1994; Apkarian y Gahinet, 1995a; Packard, 1994).

En este trabajo se demuestra que los SCEE operando a velocidad variable pueden ser modelados como sistemas LPV, a los cuales se les pueden aplicar las técnicas de síntesis de Apkarian *et al.* (1995b) o de Becker y Packard (1994). De esta manera, se puede diseñar una estrategia de control que garantice tanto estabilidad como un compromiso entre los objetivos de control, contemplando la no linealidad del sistema. El trabajo se organiza de la siguiente manera, en la sección II se da un breve resumen de *LVP Gain Scheduling*, de acuerdo a Apkarian *et al.*, (1995b) y Becker y Packard (1994). En la sección III se describe el modelo dinámi-

co del SCEE y en la sección IV se muestra como se lo puede expresar en la forma LPV. En la sección V se explica el procedimiento de síntesis y en la sección VI se discuten los resultados.

II. LPV GAIN SCHEDULING

Los sistemas lineales de parámetros variantes en el tiempo (LPV) se pueden considerar como un caso particular de sistemas LTV (*Linear Time Varying*), cuyas matrices del modelo de estados son funciones continuas y conocidas de algún vector de parámetros variantes $\theta(t)$, esto es

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= A_{cl}(\theta(t)) x(t) + B_{cl}(\theta(t)) u(t) \\ y(t) &= C_{cl}(\theta(t)) x(t) + D_{cl}(\theta(t)) u(t). \end{aligned} \quad (1)$$

Si el vector de parámetros $\theta(t)$ es medible en tiempo real, es posible diseñar un controlador que utilice esta información para adaptarse a los cambios de la dinámica de la planta y así brindar estabilidad y performance en cualquier trayectoria posible de $\theta(t)$.

El sistema (1) es estable con respecto a variaciones temporales de los parámetros si existe una matriz $X \in \mathbf{R}^{n \times n}$, $X = X^T > 0$, tal que para cualquier valor $\theta \in \Theta$ ($\Theta \subset \mathbf{R}^r$) se verifica:

$$A_{cl}^T(\theta)X + XA_{cl}(\theta) < 0.$$

Los objetivos de performance se los define en función de la norma inducida \mathcal{L}_2 entre las perturbaciones w y las señales de error z . De esta manera, el sistema (1) es estable y la ganancia \mathcal{L}_2 entrada-salida está acotada por γ ($\|z\|_2 < \gamma \|w\|_2$) si y sólo si existe una única matriz $X \in \mathbf{R}^{n \times n}$, $X = X^T > 0$ tal que

$$\begin{bmatrix} A_{cl}(\theta(t))^T X + X A_{cl}(\theta(t)) & X B_{cl}(\theta(t)) & C_{cl}(\theta(t))^T \\ B_{cl}(\theta(t))^T X & -\gamma I & D_{cl}(\theta(t))^T \\ C_{cl}(\theta(t)) & D_{cl}(\theta(t)) & -\gamma I \end{bmatrix} \quad (2)$$

es definida negativa para todos los valores admisibles de $\theta(t)$, en este caso se dice que (1) tiene Performance Cuadrática $\mathcal{H}_\infty \gamma$.

Luego, dada la planta LPV con las perturbaciones w , las entradas de control u , las salidas de performance z y las salidas de medición y ,

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A(\theta(t))x + B_1(\theta(t))w + B_2(\theta(t))u \\ z &= C_1(\theta(t))x + D_{11}(\theta(t))w + D_{12}(\theta(t))u \\ y &= C_2(\theta(t))x + D_{21}(\theta(t))w + D_{22}(\theta(t))u, \end{aligned} \quad (3)$$

el problema de síntesis consiste en encontrar un controlador,

$$\begin{aligned} \dot{x}_k &= A_k(\theta(t))x_k + B_k(\theta(t))y \\ u &= C_k(\theta(t))x_k + D_k(\theta(t))y \end{aligned} \quad (4)$$

tal que el sistema a lazo cerrado tenga performance cuadrática $\mathcal{H}_\infty \gamma$. Este problema de síntesis fue primeramente resuelto para cuando la dependencia sobre

los parámetros es lineal fraccional por Packard (1994), sólo en el caso discreto, y por Apkarian y Gahinet (1995a), tanto para sistemas continuos como discretos. Por otro lado, Becker y Packard (1994) dan una solución al problema de síntesis para una dependencia general de los parámetros, bajo ciertas condiciones de rango sobre las matrices $D_{12}(\cdot)$ y $D_{21}(\cdot)$. Finalmente, si la dependencia de las matrices del sistema sobre el parámetro $\theta(t)$ es afín y éste toma valores dentro de un polítopo Θ de vértices $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_r$ ($\theta(t) \in \Theta := \text{Co}\{\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_r\}$) Apkarian *et al.*, (1995b) plantean la síntesis del controlador como la resolución de un conjunto de $(2r+1)$ LMIs, sin imponer ninguna condición sobre $D_{12}(\cdot)$ y $D_{21}(\cdot)$. Esto resulta ser un problema de optimización convexa que puede ser resuelto eficientemente por los algoritmos dados por Gahinet *et al.* (1994).

Es interesante destacar que la metodología de trabajo es totalmente similar a las utilizadas en control óptimo en \mathcal{H}_∞ , es más éste constituye una extensión a los sistemas LPV. Otro punto importante es que en el momento del diseño no es necesario conocer $\theta(t)$ si no solamente los intervalos de valores posibles. El controlador queda totalmente determinado al evaluar las matrices $A_k(\cdot)$, $B_k(\cdot)$, $C_k(\cdot)$ y $D_k(\cdot)$ con el valor de $\theta(t)$ medido en tiempo real.

III. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

A. Turbina eólica

La potencia y el par mecánico desarrollado por una turbina eólica de radio R sometida a una velocidad de viento V están dadas por las expresiones (6) y (7), respectivamente.

$$P_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda) V^3 \quad (6)$$

$$Q_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_q(\lambda) V^2, \quad (7)$$

donde $\lambda = R\omega/V$ es la denominada *tip-speed ratio*, ρ es la densidad del aire, ω es la velocidad de rotación de la turbina, $C_p(\lambda)$ es el coeficiente de potencia definido como la relación entre la potencia generada por la turbina y la disponible en el viento (Freris, 1990), es decir, expresa la eficiencia de la turbina para convertir la energía cinética del viento en energía mecánica, $C_q(\lambda)$ es el coeficiente de par, el cual está relacionado con $C_p(\lambda)$ a través de la expresión: $C_q(\lambda) = C_p(\lambda)/\lambda$. El coeficiente $C_p(\lambda)$ presenta un máximo en $\lambda = \lambda_{opt}$ que se corresponde con la potencia generada máxima.

En la Fig. 1 se presenta el par desarrollado en función de la velocidad de rotación, tomando la velocidad del viento como un parámetro; también se ha indicado en línea de puntos el lugar geométrico de máxima generación correspondiente $\lambda = \lambda_{opt}$.

B. Modelo dinámico del SCEE

En la Fig. 2 puede observarse el esquema en bloques del SCEE considerado en el presente trabajo, consti-

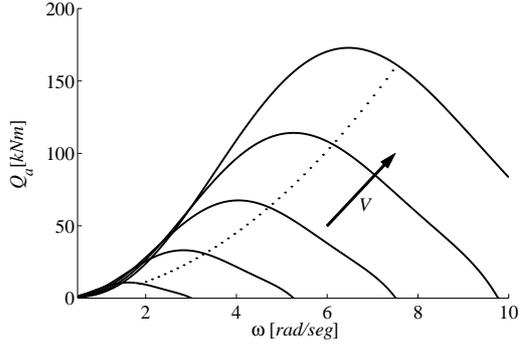


Figura 1: Par desarrollado por la turbina eólica para distintas velocidades de viento, \cdots lugar geométrico correspondiente a máxima potencia ($\lambda = \lambda_{opt}$).

tuido por la turbina, un generador asíncrono y un convertidor. Este último permite controlar el par del generador de manera de ubicar el punto de operación del sistema de acuerdo a la estrategia de generación que se está empleando. La caja de engranajes, por su parte, adecúa las velocidades de rotación de la turbina y del generador. Se supone que el sistema está conectado a una red fuerte que puede absorber toda la potencia que entrega la turbina, sin afectar apreciablemente su tensión o frecuencia.

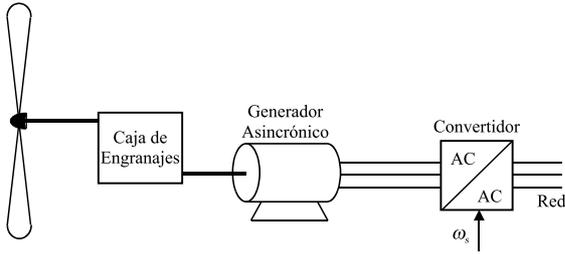


Figura 2: Sistema de conversión de energía eólica (SCEE).

Es común modelar a los SCEE con una serie de inercias vinculadas por ejes flexibles con fricción (Novak, 1995; Ekelund, 1997). Si el sistema presenta un modo resonante dominante, basta con un modelo de tercer orden como el de la Fig. 3 (Novak, 1995). No obstante, debe tenerse presente que las turbinas eólicas son sistemas flexibles y al modelarlas con parámetros concentrados los elementos del modelo no tienen una estricta correspondencia con los elementos físico del sistema.

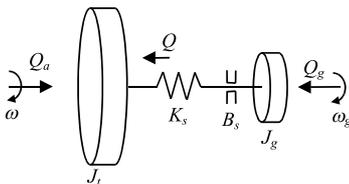


Figura 3: Modelo mecánico del SCEE.

Luego, las ecuaciones dinámicas resultan

$$J_t \dot{\omega} = Q_a - Q \quad (8)$$

$$\dot{Q} = K_s(\omega - \omega_g) + B_s(\dot{\omega} - \dot{\omega}_g) \quad (9)$$

$$J_g \dot{\omega}_g = Q - Q_g, \quad (10)$$

donde J_t y J_g son los momentos de inercia de la turbina y del generador respectivamente, K_s , es el coeficiente de elasticidad, B_s es el coeficiente de rozamiento y ω_g la velocidad de giro del generador (todos estos parámetros se han referidos al lado de la turbina).

El par del generador, Q_g , es considerado lineal en ω_g lo cual es una buena aproximación cuando el resbalamiento es pequeño, esto es,

$$Q_g = Q_{g1}\omega_g + Q_{g2}\omega_s, \quad (11)$$

donde:

$$Q_{g1} = \frac{3}{R_r} \left[\frac{V_f \cdot n}{\omega_s} \right]^2, \quad Q_{g2} = \frac{3n}{R_r} \left[\frac{V_f}{\omega_s} \right]^2, \quad \omega_s = \frac{2\pi f}{p},$$

f es la frecuencia, p es el número de pares de polos, R_r es la resistencia rotórica, V_f es la tensión y n es la relación de transmisión de la caja de engranajes que se ha supuesto ideal (constante y sin dinámica).

C. Perturbaciones cíclicas

La velocidad del viento no es uniforme en toda la superficie barrida por la turbina. Esto causa que el empuje que reciben las palas no sea igual, produciéndose variaciones periódicas del par. Estas componentes periódicas son denominadas *perturbaciones cíclicas*. Los armónicos de estas señales son múltiplos de $N\omega$, para una hélice de N palas.

Estas perturbaciones son clasificadas de acuerdo a la causa que provoca la no uniformidad de la velocidad del viento. Entre las más frecuentes se encuentra el *wind shear*, producto de la variación de V con la altura, la *sombra de la torre* debida a la perturbación del flujo de aire que produce la estructura del soporte, y la originada por la desalineación del eje de la turbina respecto a la dirección del viento. Todas estas perturbaciones pueden ser modeladas como componentes oscilatorias de la velocidad del viento.

Resulta relevante considerar estas perturbaciones ya que pueden excitar modos de resonancia mecánica que produzcan daños irreversibles. Este riesgo se ve acentuado cuando la turbina trabaja a velocidad variable, pues los armónicos de estas señales son variantes.

IV. MODELO LPV DEL SCEE

El modelo dado por (8)-(10) resulta no lineal debido a que el par aerodinámico tiene una dependencia cuadrática con V y al efecto no lineal del coeficiente de par, $C_q(\lambda)$. Puesto que en la región de trabajo λ toma valores dentro de un rango no muy amplio, es posible aproximar el $C_q(\lambda)$ por un polinomio de segundo orden (Novak, 1995):

$$C_q = c_2\lambda^2 + c_1\lambda + c_0. \quad (12)$$

Utilizando la aproximación anterior y linealizando (7) en un punto de trabajo definido por la velocidad media del viento v_m y la velocidad de rotación media ω_m ; el par aerodinámico resulta

$$Q_a = a(v_m, \omega_m) \omega + b(v_m, \omega_m) v, \quad (13)$$

donde:

$$a(v_m, \omega_m) = \frac{\partial Q_a}{\partial \omega} = \frac{\pi \rho R^4 c_1}{2} v_m + \pi \rho R^5 c_2 \omega_m, \quad (14)$$

$$b(v_m, \omega_m) = \frac{\partial Q_a}{\partial v} = \pi \rho R^3 c_0 v_m + \frac{\pi \rho R^4 c_1}{2} \omega_m. \quad (15)$$

Luego el modelo viene dado por (16)

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A(\theta) x + B(\theta) u \\ y &= C(\theta) tx. \end{aligned} \quad (16)$$

donde $x^T = [\omega \quad Q \quad \omega_g]$, $u^T = [v \quad \omega_s]$, $\theta^T = [v_m \quad \omega_m]$,

$$A = \begin{bmatrix} \frac{a}{J_t} & \frac{-1}{J_t} & 0 \\ (K_s + \frac{B_s a}{J_t}) & -B_s (\frac{1}{J_t} + \frac{1}{J_g}) & (\frac{B_s Q_{g1}}{J_g} - K_s) \\ 0 & \frac{1}{J_g} & \frac{-Q_{g1}}{J_g} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{b}{J_t} & 0 \\ \frac{B_s b}{J_t} & (\frac{B_s Q_{g2}}{J_g}) \\ 0 & \frac{-Q_{g2}}{J_g} \end{bmatrix}, \quad C = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

(donde la dependencia de a y b sobre v_m y ω_m se a suprimido por brevedad). La velocidad de rotación de la turbina ω de la Fig. 3 no es una magnitud medible, pero la variable ω_m del vector de parámetros θ se puede reemplazar por ω_{gm} puesto que se refiere al valor en el punto de operación. De esta manera, v_m y ω_{gm} pueden tomarse como parámetros variantes medibles en tiempo real y considerar a este sistema como uno LPV afín en los parámetros.

El conjunto convexo Θ de los posibles valores de v_m y ω_{gm} es definido por los puntos de operación de la turbina. En bajas velocidades de viento el objetivo es maximizar la eficiencia de conversión, para lo cual es necesario modificar ω para mantener λ en su valor óptimo. Por otro lado, en altas velocidades de viento la potencia aerodinámica supera la nominal del generador, por tanto se debe corregir la velocidad de la turbina para que la potencia generada corresponda al valor nominal del generador. Entre estas dos regiones es común mantener ω constante, para evitar los grandes transitorios de par y de potencia causados por el cambio brusco de velocidad. En la Fig. 4 se ha indicado, con línea continua, una trayectoria que contempla estas tres zonas de trabajo, también puede observarse la región convexa Θ . Recientemente se han propuesto trayectorias alternativas que unen la zona de alta y baja velocidad en forma suave, para reducir aún más los transitorios (Muljadi *et al.*, 2000; Leithead

y Connor, 2000), las cuales se han marcado con b y c en la Fig. 4. Obsérvese que no se ha linealizado sobre la trayectoria que sigue la referencia, sino que los posibles puntos de operación se han cubierto por una región convexa; de esta manera, el modelo sigue siendo válido para distintas trayectorias.

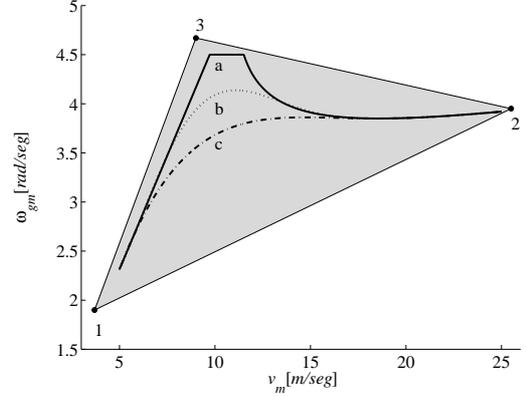


Figura 4: Trayectorias del vector de parámetros $\theta(t)$ y la región convexa que las cubre.

V. SÍNTESIS DEL CONTROLADOR

En la Fig. 5 se ha indicado el esquema de control del SCEE operando a velocidad variable utilizado en este trabajo.

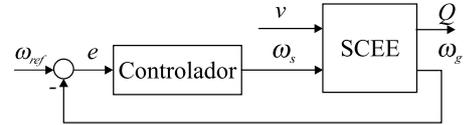


Figura 5: Esquema de control del SCEE operando a velocidad variable.

Como se anticipó en la introducción, los objetivos de control son:

- Reducir los efectos perjudiciales de las perturbaciones cíclicas y de la turbulencia.
- Maximizar la conversión de energía o mantener constante la velocidad de rotación o la potencia, de acuerdo a lo indicado en la sección IV

El primer objetivo es equivalente a disminuir la ganancia de v a Q en las frecuencias de las perturbaciones cíclicas y de la turbulencia, ya que las perturbaciones cíclicas se pueden modelar como señales que se suman a la turbulencia.

El segundo objetivo, pese a diferir de acuerdo a la velocidad del viento, puede expresarse como un seguimiento de referencia. Para una trayectoria como la a de la Fig. 4, la referencia de velocidad (ω_{ref}) en baja velocidades de viento es $\lambda_{opt} V/R$, cuando la potencia generada se mantiene constante ω_{ref} es la correspondiente a $P_{nom} = \pi \rho R^2 C_p(\lambda) V^3$ y en la zona

intermedia es $\omega_{ref} = \omega_{lim}$. Para trayectorias como la b o la c , ω_{ref} es una función de V tal que en baja y alta velocidad toma los mismos valores que la trayectoria a , pero la transición entre estas dos zonas es suave. Así, para cualquier velocidad de viento el segundo objetivo es mantener el error de velocidad ($e = \omega_{ref} - \omega_g$) pequeño. En todos los casos se adecúa ω a la velocidad media del viento, es decir sin turbulencia.

Las especificaciones de control se incluyen en el planteo del problema como funciones de peso, de la misma manera que en control óptimo en \mathcal{H}_∞ . En la Fig. 6 se muestra la planta aumentada con dichas funciones de peso. Las funciones $W_e(s)$ y $M(s)$ contemplan las especificaciones sobre el error y $W_q(s)$ tiene en cuenta la atenuación de las perturbaciones cíclicas. En la Fig. 7 se muestra la magnitud de estas funciones de peso. Para ser menos conservador se han agregado unos escalajes constantes, es decir, el operador que relaciona w a z , T_{zw} , se modificó a $DT_{zw}D^{-1}$ con

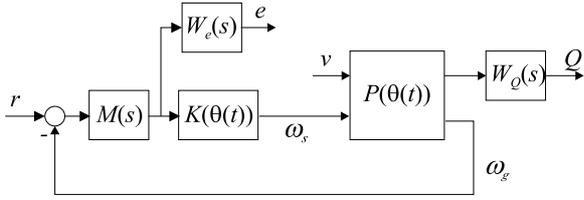
$$D = \begin{bmatrix} 350 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$


Figura 6: Planta aumentada con las funciones de peso.

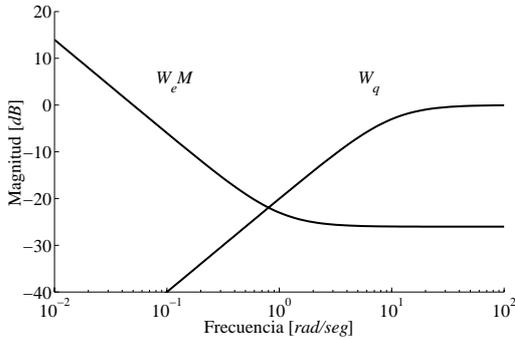


Figura 7: Funciones de peso.

VI. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados de simular el controlador LPV, obtenido en la sección anterior, conectado a un modelo no lineal del SCEE. El ejemplo considerado corresponde a un SCEE de $400kW$ con una turbina de 3 palas, los coeficientes del modelo (16) son: $J_t = 160Tm^2$, $J_g = 70Tm^2$, $B_s = 50Tm^2/s$, $K_s = 7500Tm^2/s^2$, $R = 17,5m$.

La Fig. 9 presenta la referencia y el error de velocidad obtenido cuando la velocidad del viento corresponde a las distintas señales mostradas en la Fig. 8 y se

sigue la trayectoria b de la Fig. 4, los valores extremos de la velocidad de viento corresponden a los límites de funcionamiento de la turbina. En la Fig. 10 se muestra la referencia y el error de velocidad para las tres trayectorias de la Fig. 4, cuando la velocidad del viento varían de acuerdo a la curva 2 de la Fig. 8. Puede observarse que en todos los casos el error es significativamente pequeño y que a medida que la variación de la referencia se hace menos abrupta el seguimiento mejora, esto es debido a las grandes inercias del sistema.

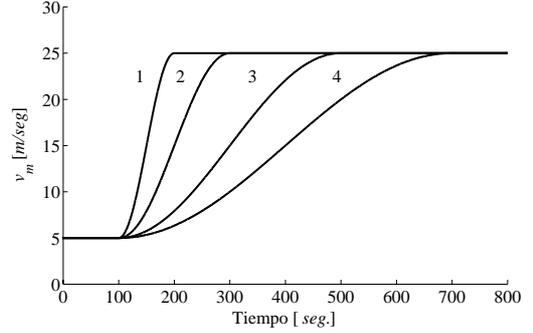


Figura 8: Diversas velocidades de viento utilizadas en las simulaciones.

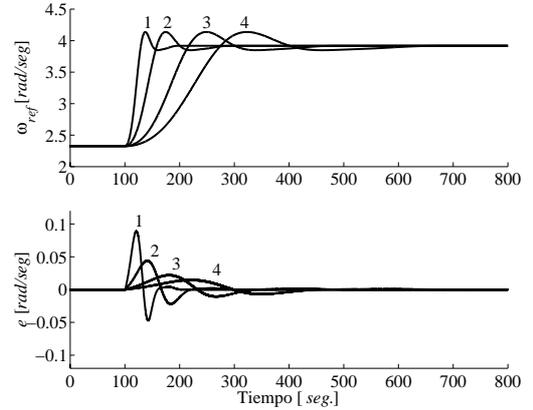


Figura 9: Referencia y error correspondiente a las velocidades de viento de la Fig. 8 y trayectoria b de la Fig. 4.

El primer sector positivo del error corresponde con el seguimiento de punto de operación óptimo ($\lambda = \lambda_{opt}$), puesto que la energía que se pierde de capturar está relacionada con la integral del error se puede decir que en todos los casos resulta similar. Por otro lado, el resto de la señal del error indica que tanto se ha excedido la velocidad o la potencia límite, lo cual impone la máxima variación permitida de la referencia. Es así, que las alternativas como las trayectorias b y c (Muljadi *et al.*, 2000) de la Fig. 4 pueden presentar mejor performance que la convencional a .

En la Fig. 11 se muestra la reducción de las oscilaciones del par en el eje obtenida con el controlador diseñado según lo indicado en la sección anterior. La

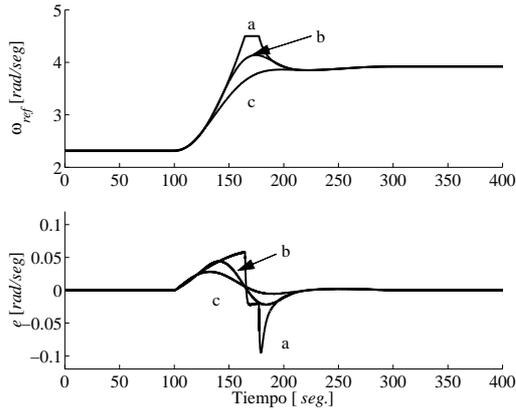


Figura 10: Referencia y error correspondiente a las distintas trayectorias de la Fig. 4 y a la velocidad del viento 2 de la Fig. 8.

línea de puntos es el par cuando el controlador se sintetiza sin tener en cuenta la reducción del efecto de las perturbaciones cíclicas. El sector graficado corresponde a ω cercano a 4rad/seg , lo cual excita al modo resonante de este sistema (aproximadamente 12rad/seg). Puede observarse que la reducción de las oscilaciones es considerable.

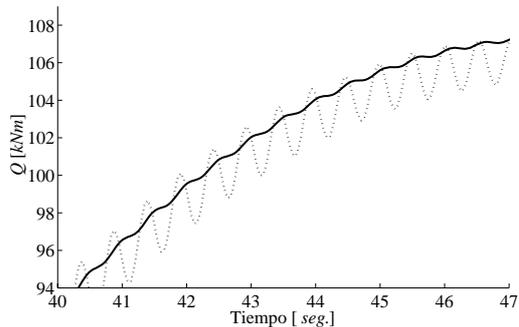


Figura 11: Par en el eje, (—) cuando el controlador contempla la reducción del efecto de la perturbaciones cíclicas y (···) cuando el controlador no contempla dicha especificación.

VII. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha modelado un SCEE operando a velocidad variable como un sistema LPV del tipo afín en los parámetros. Se aplicaron los resultados de Apkarian *et al.* (1995b) y de Becker y Packard (1994) para obtener un controlador que simultáneamente maximice la eficiencia de conversión en la región de baja velocidad ó mantenga la velocidad de rotación o la potencia en la zona de alta velocidad, y por otro lado reduzca las oscilaciones en el par debidas a las perturbaciones cíclicas. Se simuló la respuesta del controlador resultante conectado a un modelo no lineal del SCEE ante distintas trayectorias y variaciones de velocidad de viento. En todos los casos el error de velocidad fue

significativamente pequeño y la atenuación de las oscilaciones de par fue considerable. Las simulaciones verifican la validez del modelo LPV.

Reconocimiento

Este trabajo fue financiado por el CONICET, CICpBA, UNLP y ANPCyT.

REFERENCIAS

- Apkarian, P. y P. Gahinet, "A convex characterization of gain-scheduled \mathcal{H}_∞ controllers," *IEEE Trans. on Automatic Control* **40**, 853-864 (1995a).
- Apkarian, P., P. Gahinet y G. Becker, "Self-scheduled \mathcal{H}_∞ control of linear parameter-varying systems: a design example," *Automatica* **31**, 1251-1261 (1995b).
- Becker G. y A. Packard, "Robust performance of linear parametrically varying systems using parametrically-dependent linear feedback," *Systems and Control Letters* **23**, 205-215 (1994).
- Ekelund, T., "Modelling and linear quadratic optimal control of wind turbines," *Technical Report 306*, Control Eng. Lab., Chalmers Univ. of Techn., Göteborg, Sweden (1997).
- Freris, L.L., *Wind energy conversion systems*, Prentice-Hall International, (1990).
- Gahinet, P., Nemirovskii, A., Laub, A.J. y Chilali, M., *LMI control toolbox*, The Mathworks Inc., (1994).
- Leithead, W.E. y B. Connor, "Control of variable speed wind turbines: design task," *International Journal of Control* **73**, 1189-1212 (2000).
- Muljadi, E., K. Pierce y P. Migliore, "A conservative control strategy for variable-speed stall-regulated wind turbine," *19th ASME Wind Energy Symposium*, Reno, USA, (2000).
- Novak, P., "On the modelling and partial-load control of variable-speed wind turbines," *Technical Report 206L*, Control Eng. Lab., Chalmers Univ. of Techn., Göteborg, Sweden (1995).
- Packard, A., "Gain scheduling via linear fractional transformations," *Systems and Control Letters* **22**, 79-92 (1994).
- Shamma, J.S. y M. Athans, "Gain scheduling: potential hazards and possible remedies," *IEEE Control Systems Magazine* **12**, 101-107 (1992).
- Thresher, R.W. y D.M. Dodge, "Trends on the evolution of wind turbine generator configurations and systems," *Wind Energy* **1**, 70-86 (1998).