

Control Multivariable: aplicación al control de un aerogenerador

F. Vázquez^a, M. González^b, J. Garrido^a, F. Morilla^c

^a Dpto. Informática y Análisis Numérico, Universidad de Córdoba, Campus de Rabanales, 14071 Córdoba, España.

^b Universidad Autónoma de Zacatecas, Ramón López Velarde 801, 98000 Zacatecas, México.

^c Departamento de Informática y Automática, Universidad Nacional de Educación a Distancia, C/Juan del Rosal 16, 28040, Madrid, España.

Resumen

El diseño de sistemas de control para aerogeneradores de velocidad variable representa un reto importante ya que se trata de procesos multivariables no lineales, con fuertes perturbaciones, diversas restricciones y gran interacción entre sus variables. Bajo este escenario se debe generar eficientemente la potencia eléctrica y al mismo tiempo regular la velocidad de giro de la turbina. En este trabajo se presenta la problemática que genera el diseño de un sistema de control para los aerogeneradores haciendo especial hincapié en las soluciones basadas en técnicas de control multivariable, con el objetivo de mejorar el rendimiento de los aerogeneradores atenuando los efectos de la interacción entre sus variables. El comportamiento del aerogenerador se describe mediante un modelo matemático no lineal de un generador de media potencia, que se linealiza para obtener una matriz de funciones de transferencia, a partir de la cual se diseñan los controladores. Se muestran el diseño de un generador de consignas en estado estacionario, que permite lograr un seguimiento de trayectoria que optimizan la producción de energía y protegen a la turbina ante fuertes vientos. Se describe algunas experiencias sobre el modelo no lineal realizadas utilizando modelos de viento realistas.

Palabras Clave: Aerogeneradores, Control Multivariable, Controladores PID.

1. Introducción

El interés por todas las fuentes de energía alternativas ha crecido en los últimos años y en especial las basadas en la energía producida por el viento. La potencia instalada ha supuesto un incremento notable en países como Estados Unidos, Alemania o España. Este desarrollo se ha venido dando de forma sostenida, motivado principalmente por el desarrollo de generadores eléctricos específicos (Rocha, 2003), (García-Sanz, 2004a), de la electrónica de potencia asociada a los mismo, de nuevos materiales para las palas y de la mejora en los sistemas de control

La mejora de la eficiencia de las plantas de producción eólica constituye uno de los principales problemas a los que se enfrentan las empresas energéticas. Entre los avances encaminados a resolver este problema se encuentra la instalación de aerogeneradores de velocidad variable, con los que se pretende extraer la máxima energía eléctrica posible a bajas y medias velocidades del viento y mantenerla en sus valores nominales cuando se presentan fuertes vientos. Los aerogeneradores de media y gran potencia disponen también de palas que pueden modificar su ángulo de ataque (*pitch*). Estas consideraciones implican la necesidad de controladores más complejos, que permitan al aerogenerador mantener los

puntos de operación de máxima eficiencia de potencia, regulando la velocidad angular de la turbina y la potencia generada así como modificar el ángulo de ataque de las palas y todo ello condicionado por la cambiante velocidad media del viento. Esto aporta muchos beneficios con respecto a los aerogeneradores de velocidad fija, como mejor calidad en la energía eléctrica producida, mayor rendimiento y una considerable reducción en las vibraciones y esfuerzos mecánicos tanto en la turbina como en el generador eléctrico (Rodríguez, 2003).

En este trabajo se muestran algunas experiencias realizadas con un modelo de un aerogenerador en el que se pueden controlar las diferentes variables descritas en el párrafo anterior. En el siguiente apartado se describe la problemática de control de un aerogenerador en las diferentes regiones de operación que dependen principalmente de la velocidad del viento. En el apartado 3 se muestra un modelo en el que pueden apreciarse las fuertes no linealidades que aparecen y que ilustra la problemática inherente a este tipo de sistemas. En el apartado 4, se muestra cómo los diferentes puntos de trabajo condicionan las variables implicadas cuando lo que se pretende es operar al aerogenerador de forma óptima. Se estudian las diferentes variables en estado estacionario en cada región. En el apartado 5, por último, se describen algunas

experiencias realizadas sobre el modelo no lineal, que barren un amplio abanico de posibilidades.

2. Funcionamiento de los aerogeneradores

Existen dos configuraciones básicas en cuanto al tipo de control de paso de pala (fijo o variable) y otras dos respecto al control de velocidad del generador (fija o variable). Las denominadas estrategias de velocidad variable-paso variable (VS-VP, *Variable Speed - Variable Pitch*) son las que mejor consiguen alcanzar los objetivos de control en todas las regiones de operación. Las turbinas con velocidad variable usan la gran inercia de las partes mecánicas giratorias (el rotor de la turbina y del generador) como un volante de inercia, ayudando a suavizar las fluctuaciones de la potencia generada y reduciendo la fatiga mecánica del sistema de transmisión. La solución más habitual en la operación a VS consiste en el empleo de cambiadores de frecuencia entre el generador eléctrico y la red, dado que la operación a velocidad variable de la turbina requiere la operación a velocidad variable del generador. Los que más se utilizan son los generadores de inducción de jaula de ardilla o rotor bobinado, los generadores asíncronos con devanado de excitación o de imanes permanentes y más recientemente los generadores de inducción de doble alimentación. Sin embargo la operación a VS no depende tanto del tipo de generador utilizado, pues todos ellos disponen de la electrónica de potencia adecuada que les permite modificar su par y/o velocidad (Rodríguez, 2003).

El modo de funcionamiento de los aerogeneradores VS-VP (y en menor medida también el de los demás tipos) depende de la velocidad del viento y se puede dividir en tres regiones (Boukhezzer, 2007), que se muestran en la figura 1. Para cada una de estas regiones existe un objetivo de control diferente.

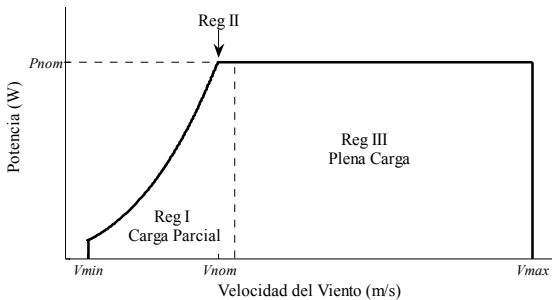


Figura 1: Regiones de operación en función de la velocidad del viento

En la región I (carga parcial) donde la velocidad del viento es baja (subnominal), el objetivo consiste en extraer toda la energía posible con objeto de mejorar la eficiencia. Los algoritmos que buscan esta optimización se denominan MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) (Barakati, 2009) y tratan generar puntos de consigna cambiantes para la velocidad y potencia de los aerogeneradores de forma que se consiga la máxima extracción de energía para cada velocidad del viento. En esta región se utilizan controladores PID que actúan sobre el par del generador mientras que el paso de las palas (el pitch) permanece en un valor fijo óptimo. Existen dos alternativas: bien un controlador de potencia eléctrica, figura 2, bien uno de velocidad, figura 3. En ambos casos, el controlador actúa sobre el par del generador cuyo objetivo principal consiste en

aumentar la captura de energía y mejorar la eficiencia energética siguiendo las consignas obtenidas de algún algoritmo de optimización MPPT. En esta región I, un controlador PID SISO puede regular de forma adecuada la potencia. Sin embargo, ante cambios en la intensidad del viento, la potencia y la velocidad angular pueden exhibir un comportamiento inadecuado, con amplias fluctuaciones. Estas variaciones se deben principalmente a la gran interacción existente, no corregidas con un único controlador.

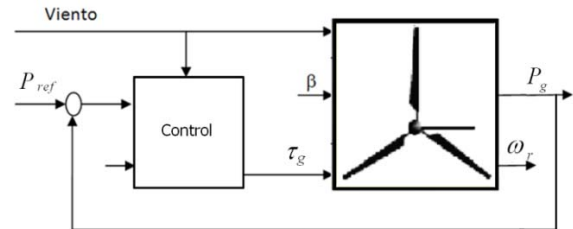


Figura 2: Control de potencia en Región I.

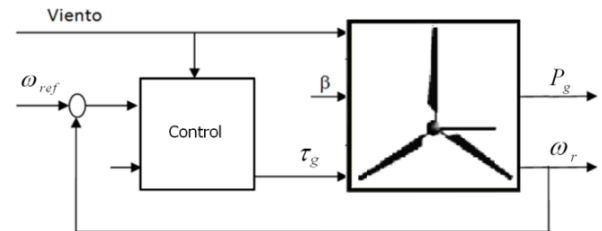


Figura 3: Control de velocidad en Región I

En la región III donde la velocidad del viento es alta, los objetivos son diferentes y no persiguen extraer toda la energía del viento sino evitar que la misma pueda dañar al sistema: el aerogenerador experimenta una fatiga estructural que debe atenuarse mediante un sistema de control que mejore la respuesta dinámica ante cambios en el viento (Boukhezzer, 2007), (Bianchi, 2007). En este caso, es necesario mantener la potencia y la velocidad angular a sus valores nominales, mediante controladores PID SISO que modifican el paso de pala, cuando la intensidad de viento está por encima de la de diseño y de esta forma alterar la aerodinámica del aerogenerador, limitando la energía extraída del viento.

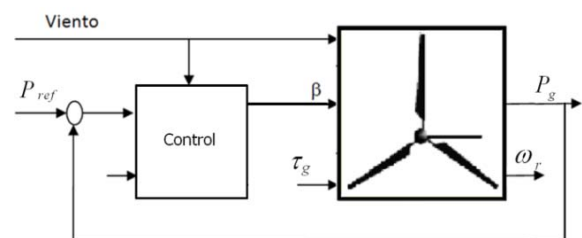


Figura 4: Control de potencia en Región III

Finalmente, en la región II, se trata de buscar una transición suave entre las dos regiones anteriores, sin provocar transitorios indeseables. En esta región, es probable que se alcance la velocidad nominal antes que la potencia nominal, por lo que se puede limitar la primera mientras que aumenta la segunda hasta que llega también a su valor máximo.

Para controlar los aerogeneradores, utilizando tanto el ángulo de la pala como el par, se han utilizado habitualmente

soluciones basadas en PID (Hand, 1999), (Ma, 1997), en los que el rendimiento de los controladores está limitado por las características altamente no lineales de la dinámica de los aerogeneradores (Boukhezzar, 2007). Estas soluciones que utilizan reguladores monovariantes son incapaces de alcanzar los objetivos de regulación múltiples tanto de velocidad como de potencia, por lo que han aparecido en la literatura un amplio número de soluciones que plantean una estrategia de control que sustituyen o complementan a la anterior, entre las que pueden incluirse las que tienen en cuenta la interacción (Wright, 2004), las basadas en control óptimo (Bianchi, 2004), en control con variación paramétrica lineal (Ostergaard, 2008), en control robusto (Bongers, 1994), (Geyler, 2008), (Rocha, 2003), control adaptativo (Freeman, 1999), (Frost, 2009), (Johnson, 2004, 2008), control no lineal (Song, 2000), (Boukhezzar, 2006), (Kumar, 2008), control óptimo LQG (Selvam, 2009), (Ekelund, 1994), (Novak, 1995), (Stol, 2004), PID descentralizado (Wu, 2008), uso de técnicas QFT (García-Sanz, 2002, 2004b), control predictivo (Yang et al., 2009), uso de lógica difusa (Simoes et al., 1997) o mediante redes neuronales (Li et al., 2005), dando una idea del amplio tratamiento dado en la bibliografía en los últimos años al paradigma del control de aerogeneradores. En general todas estas nuevas propuestas van encaminadas a resolver todos o alguno de los siguientes problemas (Bossanyi, 2000):

- Controlar simultáneamente el paso de pala y el par del generador para tratar de mejorar el compromiso entre obtención de energía y disminución de la fatiga en la estructura.
- Diseñar algoritmos que optimicen la captura de energía.
- Utilizar controladores de mayor número de grados de libertad para resolver los problemas dinámicos de la turbina.
- Diseñar algoritmos de control que proporcionen amortiguamiento a las respuestas resonantes que afecten a la estructura.
- Utilizar sensores adicionales que proporcionen más información al algoritmo de control.
- Diseñar estimadores que complementen la medida de los sensores existentes.

Dado el carácter multivariable del proceso, la pregunta es si es posible utilizar una estrategia de control que cumpla con las siguientes premisas:

- Tenga el carácter MIMO con una estructura similar a la mostrada en la figura 5, que incluya a las dos variables controladas (potencia y velocidad) así como a las dos variables manipuladas (par y paso de pala).
- Pueda ser empleado en las tres regiones de funcionamiento.
- Permita incorporar una capa en un nivel superior, figura 6, que incluya al algoritmo MPPT en la región I.
- Permita la posible adaptación de sus parámetros ante las condiciones de viento cambiante, siguiendo un esquema similar al mostrado en la figura 7.

En los siguientes apartados se trata de obtener una posible respuesta a esta pregunta sobre la posibilidad de utilizar una estrategia unificada de control multivariable a lo largo de las tres regiones.

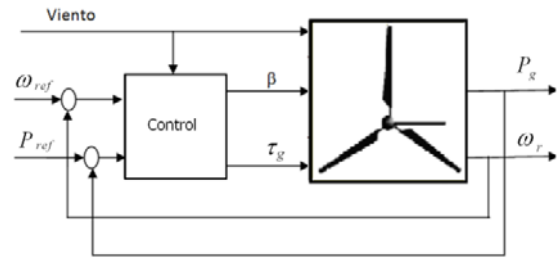


Figura 5: Control multivariable del aerogenerador

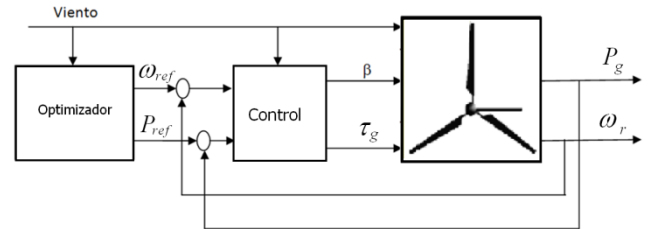


Figura 6: Control multivariable con generación de consignas

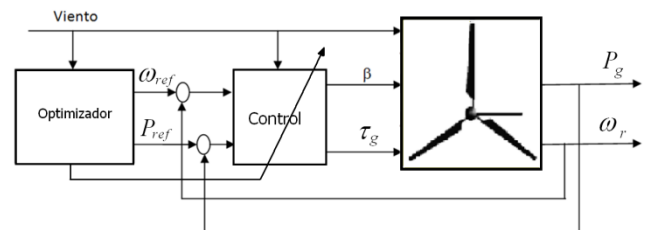


Figura 7: Control multivariable con adaptación

3. Modelado del aerogenerador

En este apartado se muestra el modelo de un aerogenerador de pequeña potencia que incorpora un generador con excitación independiente y que sirve perfectamente para ilustrar la gran problemática que presenta el control de este tipo de sistemas (incluyendo otros de mayor potencia), debido principalmente a las características no lineales de la aerodinámica de la turbina. El modelo representa la dinámica de un aerogenerador residencial de 3 Kw trabajando de forma aislada de la red, que suministra directamente energía a través de un convertidor potencia. El aerogenerador cuenta con un generador eléctrico síncrono de rotor bobinado y el mecanismo necesario para variar el ángulo de ataque de las palas (Nagai, 2009), (González, 2010, 2011a), de forma que se pueda aplicar una estrategia de tipo VS-VP.

A. Mecanismo de rotación

A partir del diagrama esquemático de la figura 8, puede obtenerse el momento de inercia del mecanismo de rotación:

$$J_t \dot{\omega}_r = \tau_a - B_t \omega_r - \tau_g \quad (1)$$

donde ω_r es la velocidad del aerogenerador, τ_a es el par aerodinámico, τ_g es el par electromagnético producido por el generador, B_t es el coeficiente de amortiguación viscosa y J_t es el momento de inercia total que incluye el de la turbina J_r y el del generador J_g . En esta ecuación ya se intuyen las dos posibles acciones que se pueden realizar para modificar el comportamiento dinámico del aerogenerador. Por un lado se puede modificar el par aerodinámico τ_a pues éste depende del ángulo de ataque de las palas. Por otro lado es posible

modificar el par eléctrico, τ_g . Esto es posible si el generador o más en concreto, su electrónica de potencia, lo permite; normalmente se realiza especificando un par de consigna al generador, aunque en este modelo se realiza modificando su corriente de campo, como se describe en el subapartado C.

A. Aerodinámica

El par aerodinámico producido por el viento depende de diversos factores, descritos en la siguiente expresión:

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

donde ρ es la densidad del aire, R es la longitud de las aspas, v es la velocidad del viento y λ la velocidad específica (también denominada TIP, *tip speed ratio*) definida como:

$$\lambda = \frac{R \omega_r}{v} \quad (3)$$

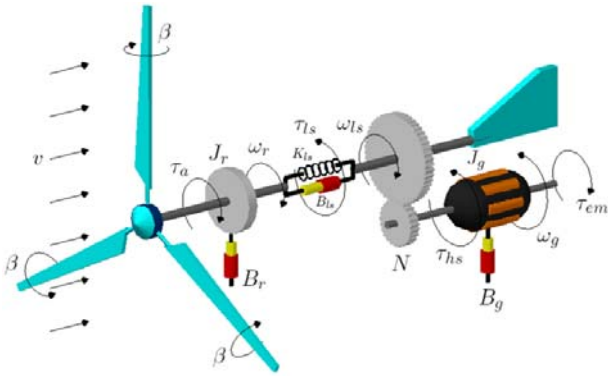


Figura 8: Diagrama esquemático del aerogenerador.

El coeficiente $C_p(\lambda, \beta)$ representa la eficiencia de la energía aerodinámica y depende de la velocidad específica y del ángulo de ataque de la pala β . Este coeficiente depende principalmente del tipo y número de palas del aerogenerador y se puede obtener de forma experimental. También hay aproximaciones analíticas en la bibliografía (Muhando, 2008), (Mok, 2005), una de las cuales se utiliza en este trabajo. En concreto, las curvas de C_p para el aerogenerador objeto de estudio se muestran en las figuras 9a y 9b y las ecuaciones a continuación:

$$C_p = 0.3 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4(\beta - 5)^2 - 9 \right) e^{(-13.5/\lambda_i)} + 0.0068\lambda \quad (4)$$

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0.04\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}$$

Como puede apreciarse en las figuras 9a y 9b, existe un máximo de extracción de potencia que se obtiene para un determinado valor del ángulo de ataque de las palas, β , y de la velocidad específica, λ . Como esta última depende de la velocidad del viento, puede decirse que para cada viento existen unas condiciones óptimas de potencia (en realidad nunca es la óptima, pues los cambios en la velocidad del viento son más rápidos que la dinámica del sistema de control de pala o par).

B. Generador Eléctrico

La potencia del generador eléctrico, asíncrono y con rotor bobinado, se puede describir mediante la expresión

$$P_g = \left(\frac{R_L}{R_L + (\alpha N \omega_r)^2} \right) K^2 N^2 I_f^2 \omega_r^2 \quad (5)$$

donde P_g es la potencia generada, I_f es la corriente de campo, N la relación en los engranajes y K y α constantes del generador.

La relación entre la potencia generada y el par electromagnético τ_g es:

$$\tau_g = \frac{P_g}{\omega_r} \quad (6)$$

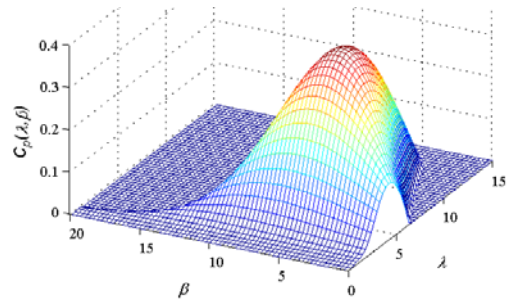


Figura 9a: Curvas del coeficiente de potencia C_p

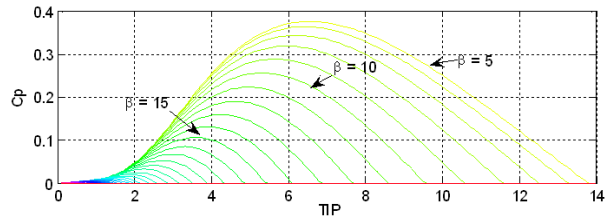


Figura 9b: Curvas del coeficiente de potencia C_p

D. Modelo No Lineal

Las ecuaciones (1) a (6) junto con las gráficas de las figuras 9a y 9b constituyen un modelo no lineal del aerogenerador que puede considerarse como un proceso multivariable con dos salidas controladas (la velocidad angular de la turbina ω_r , y la potencia generada, P_g) y dos entradas manipuladas (la corriente de campo del generador síncrono y el ángulo de ataque de las palas). Además existen dos entradas no manipuladas, la velocidad del viento y la carga eléctrica que condicionan, sobre todo la primera de ellas, los puntos de operación del sistema. El diagrama de bloques de la figura 10 muestra las principales variables del proceso.

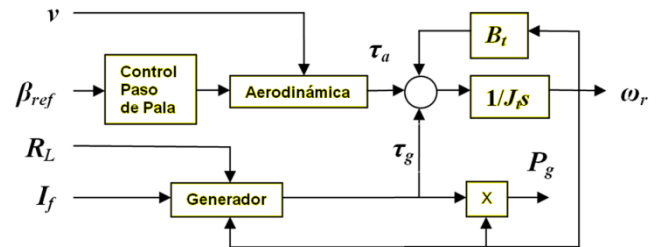


Figura 10: Diagrama de bloques del aerogenerador

E. Modelo Lineal

Para el diseño de los diferentes controladores puede resultar necesario obtener un modelo lineal del aerogenerador, teniendo en cuenta que se podría obtener un para cada punto

de operación. En (González, 2011a) se muestra cómo obtener un modelo lineal de la forma:

$$\begin{bmatrix} W_r(s) \\ P_g(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{11}(s) & g_{12}(s) \\ g_{21}(s) & g_{22}(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_f(s) \\ \beta_{ref}(s) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} g_{13}(s) \\ g_{23}(s) \end{bmatrix} V(s) \quad (7)$$

Considerando una velocidad de viento de 15 m/s y dando el valor adecuado a cada parámetro (González, 2011a), se obtiene la siguiente matriz de funciones de transferencia:

$$\begin{bmatrix} W_r(s) \\ P_g(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-76.41}{15s+0.44} & \frac{-8.25}{30s^3+15.88s^2+2.69s+0.066} \\ \frac{37810s+643}{15s+0.44} & \frac{-50.82}{30s^3+15.88s^2+2.69s+0.066} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_f(s) \\ \beta_{ref}(s) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 27.02 \\ 15s+0.44 \\ 166.4 \\ 15s+0.44 \end{bmatrix} V(s) \quad (8)$$

4. Elección de los diferentes puntos de operación

En esta sección se muestra cómo los diferentes puntos de trabajo condicionan las diferentes variables implicadas cuando lo que se pretende es operar el aerogenerador de forma óptima.

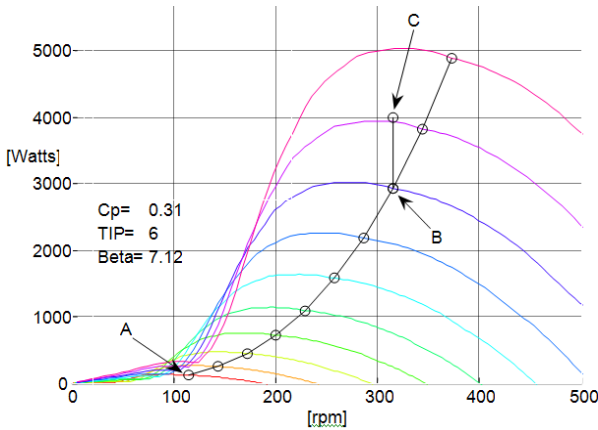


Figura 11: Potencia generada frente a velocidad angular

Desde A hasta B, en la figura 11, el punto de operación se mueve por la Región I, donde la velocidad angular de la turbina ω_r es menor al valor nominal ω_{nom} . En esta región, el aerogenerador debe trabajar con un seguimiento de máxima eficiencia de potencia con los valores óptimos C_{p0} y λ_0 , buscando el máximo de las figuras 9a y 9b para cada velocidad de viento. Para ello el ángulo de paso de pala debe ser también el óptimo β_0 (y fijo) y se regula al sistema por medio de la corriente de campo I_f , siguiendo los esquemas de las figuras 2 ó 3.

En estado estacionario la relación de pares la dan las ecuaciones:

$$0 = \tau_a - B_t \omega_r - \tau_g \quad (9)$$

$$0 = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 \frac{C_{p0}(\lambda, \beta)}{\lambda_0} - B_t \omega_r - \tau_g \quad (10)$$

Sustituyendo la velocidad del viento v:

$$\lambda = \frac{R \omega_r}{v} \Rightarrow v = \frac{R \omega_r}{\lambda} \quad (11)$$

$$0 = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \omega_r^2 \frac{C_{p0}(\lambda, \beta)}{\lambda_0^3} - B_t \omega_r - \tau_g \quad (12)$$

Entonces el equilibrio se mantendrá mientras el controlador ajuste el par τ_g para seguir los cambios de ω_r , que son determinados por la velocidad del viento siguiendo la consigna descrita por:

$$\omega_{rd} = \frac{\lambda_0 v}{R} \quad (13)$$

En consecuencia la potencia generada se controla de forma indirecta regulando ω_r :

$$P_g = \omega_r \cdot \tau_g = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \omega_r^3 \frac{C_{p0}(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0^3} - B_t \omega_r^2 \quad (14)$$

Desde el punto B al C, en la figura 11, el punto de operación se mueve por la Región II, donde la velocidad angular de la turbina ω_r ha alcanzado el valor nominal ω_{nom} y debe mantenerse en él, mientras que la potencia podrá seguir aumentando en función de la velocidad del viento hasta que se llegue a su valor máximo. En esta región ya no podrá mantenerse el C_p óptimo. Esto se debe a que la velocidad específica tampoco puede mantenerse en su valor óptimo al regular ω_r en el valor nominal mientras que v sigue aumentando. De la ecuación de potencia definida en (14) para ω_{nom} y valores subóptimos de C_p y λ resulta:

$$P_g = \omega_{nom} \cdot \tau_g = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \omega_{nom}^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda^3} - B_t \omega_{nom}^2 \quad (15)$$

En esta ecuación es evidente que ya no basta sólo con el control monovariable de velocidad angular para regular tanto velocidad angular como potencia, ya que ésta depende ahora de otras variables como C_p y λ . Rescribiendo (15) se llega a:

$$P_g = \omega_{nom} \cdot \tau_g = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) - B_t \omega_{nom}^2 \quad (16)$$

Para conseguir generar la potencia máxima posible en esta región se debe buscar el coeficiente C_p máximo sujeto a las restricciones anteriores. La mejor alternativa para conseguirlo es variar el ángulo β del paso de pala. En este caso se dispone de una segunda variable manipulada que en combinación con el par τ_g permite la regulación de ambas variables de salida, potencia y velocidad angular.

En el punto C, ya dentro de la Región III la velocidad angular de la turbina ω_r continua en su valor nominal mientras que la potencia ha alcanzado su valor máximo. Aquí el par τ_g es constante y definido por:

$$\tau_g = \frac{P_{g \max}}{\omega_{nom}} \quad (17)$$

Por tanto, para esta región, con la coordinación entre el paso de pala y el par del generador, es posible regular la dinámica de las dos salidas del aerogenerador. Rescribiendo la relación de pares dada en (9), pero considerando las condiciones para esta región de operación, se tiene:

$$0 = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{R \omega_{rnom}} - B_t \omega_{rnom} - \frac{P_{gnom}}{\omega_{rnom}} \quad (18)$$

$$0 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega_{rnom}} - B_t \omega_{rnom} - \frac{P_{gnom}}{\omega_{rnom}}$$

A partir de las expresiones (18) se puede determinar que el coeficiente de potencia subóptimo es ahora función del cubo de la velocidad del viento:

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{2}{\rho \pi R^2 v^3} (B_t \omega_{rnom}^2 + P_{gnom}) \quad (19)$$

5. Experiencias realizadas sobre el modelo

Con el modelo mostrado no lineal mostrado en el apartado 3 y utilizando las consideraciones de búsqueda del punto de funcionamiento óptimo de las expresiones de los modos de operación del apartado 4, se han realizado múltiples experiencias cuyo resumen se muestra en los siguientes párrafos.

En (González, 2009 y 2010) los autores ya hicieron un primer análisis del modelado matemático del aerogenerador, su linealización y la aplicación de diversas técnicas de control multivariable (descentralizado, centralizado con desacoplo estacionario, con desacoplo dinámico y con desacoplo dinámico y control con 4 PID), algunos de las cuales se muestran en las figuras 12 y 13. Después de un estudio sobre la interacción en el modelo y el cálculo de los parámetros de los controladores, se revisaron los resultados obtenidos mediante un análisis comparativo entre las diversas técnicas de control mencionadas.

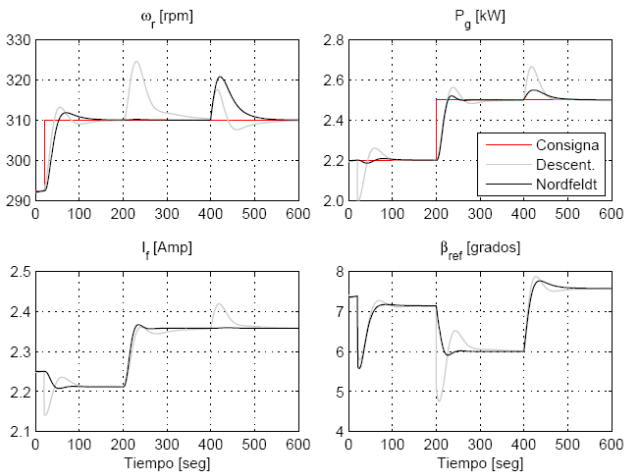


Figura 12: Comparativas de control descentralizado con 2 PID y control con desacoplo estático (González, 2010)

Se consideraron básicamente variaciones en la velocidad del viento para la región I (carga parcial) y una pequeña parte de la región III (plena carga), evitando la región II (transición) ya que se seleccionó una potencia nominal de 3kW y velocidad angular de 315 rpm, combinación en la que se pasa de forma directa de la región I a la III. También se han incluido en el estudio características anti-windup a los

controladores. Con esta última consideración sobre el pitch no es posible alcanzar la máxima captura de energía a bajas velocidades del viento en la región I (MPPT). Los resultados mostraron que en general los controladores multivariable ofrecen buenos resultados en la región I (subóptima) y en la transición a la región III. Sin embargo, como se muestra en la figura 13, se presentaba una intensa actividad en la señal del paso de pala que no es recomendable por los problemas que genera en el par aerodinámico y la posible fatiga en el mecanismo del paso de pala.

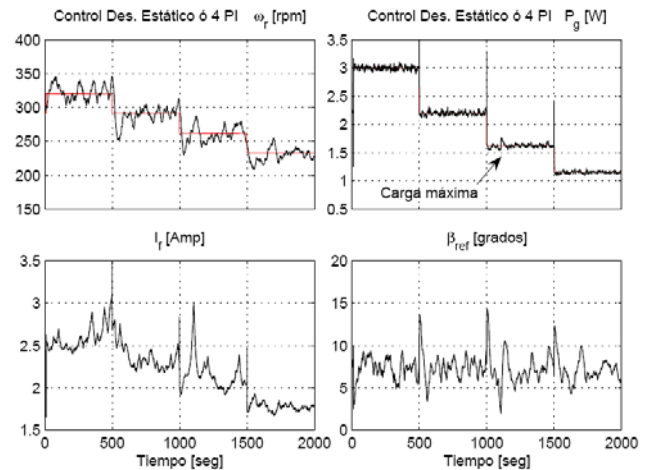


Figura 13: Resultados con desacoplo estático (González, 2010) antes condiciones de viento realistas

En el trabajo (González, 2011a) el objetivo se centró principalmente en lograr el rechazo de perturbaciones originadas por la velocidad del viento y cargas eléctricas. Se consideró que el aerogenerador trabaja a velocidad angular constante, con la idea de reducir las variaciones de tensión debidas a los cambios en la velocidad de la turbina, situación que también puede descartarse en cierta medida por la misma razón de contar con un acumulador. En ese trabajo se evaluaba el rendimiento del aerogenerador bajo condiciones extremas, agregando con respecto a trabajos previos dos técnicas que permiten tratar este tipo de problemática, compensación Feedforward y Gain Scheduling. En la figura 14 se muestra algún resultado comparativo.

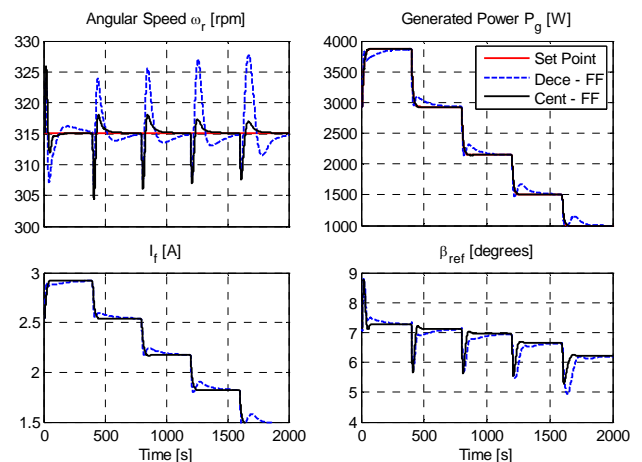


Figura 14: Respuesta ante saltos escalón en el viento, con ganancias programadas para seguimiento de referencia de potencia (González, 2011a)

Para las condiciones de operación establecidas y velocidades del viento similares a las del trabajo previo (González, 2010) se diseñaron dos tipos de controladores: uno descentralizado y otro centralizado con desacoplo estacionario sintonizados con la herramienta TITO (Vázquez, 1999). Se calcularon las funciones para la compensación *feedforward* tanto para velocidad del viento como para carga eléctrica, y se obtuvo una función de ajuste mediante ganancias programadas, basadas en las expresiones (9) a (18) para la potencia en función del viento. Los resultados de (González, 2011a) mostraron la misma tendencia que los obtenidos en (González, 2010), una mejora del rendimiento cuando se utilizaba control centralizado frente al descentralizado así como un buen rechazo a las perturbaciones tanto para la velocidad del viento como para la carga eléctrica, aún cuando éstas últimas son mucho mayores a lo que se puede esperar en la práctica. En la figura 15 se muestra alguna captura con el modelo no lineal del aerogenerador y un modelo realista del viento.

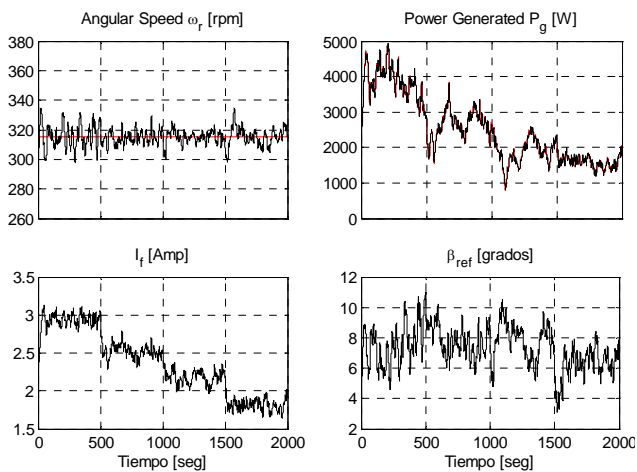


Figura 15: Respuesta ante saltos escalón en el viento, con red de desacoplo en regiones II y III (González, 2011a)

6. Trabajo actual y futuro sobre el modelo

Actualmente los autores trabajan en considerar de forma completa las diferentes regiones de operación del aerogenerador (González, 2011b), ya que en trabajos previos sólo se contempló la región I y una pequeña parte de la región III, sin entrar en detalle en la región II. Sin embargo, si se considera una potencia nominal por encima de los 3 Kw, la región II ya no será despreciable debido a que la potencia nominal no es alcanzada en el mismo punto de funcionamiento en el que la velocidad angular llega a su valor nominal. Por otro lado si se consideran velocidades del viento más próximas a la realidad y mayores a los 12 m/s que hasta el momento se habían utilizado, por ejemplo hasta 25 m/s, entonces la región III se hace mucho más grande cubriendo por lo regular hasta dos terceras partes del total de las velocidades del viento. En la región II se pretende hacer una transición suave entre la región I y III, ya que ésta presenta propiedades de poca controlabilidad. Estos problemas se evitan normalmente sacrificando un poco la eficiencia de potencia dentro de la región II, definiendo una región de transición y así evitando que ambos controladores actúen al mismo tiempo (par del generador y paso de pala). Además del diseño de los

controladores para cada región de operación, es necesario mejorar las funciones que generan las consignas tanto de velocidad angular como de potencia generada para cada velocidad del viento, que han sido mostradas en el apartado 4. Para obtener tales funciones se han empleado varios métodos de optimización basado en las curvas del coeficiente C_p (González, 2011b) y en los gradientes $dC_p/d\beta$ y $dC_p/d\lambda$.

Para ilustrar la bondad de estas estrategias se utiliza una velocidad media del viento de test con forma sinusoidal, de forma que el punto de operación se vaya moviendo entre las diferentes regiones indicadas en la figura 1. Se inicia en 9 m/s alcanzando un máximo de 14 m/s y un mínimo de 4 m/s, y se mantiene constante la carga. Los resultados de aplicar al modelo la entrada sinusoidal de viento se muestran en la figura 18. La señal de velocidad angular alcanza su valor nominal en el punto B y un poco después la potencia en el punto C, al mismo tiempo que el pitch deja su valor óptimo. Por su parte tanto la velocidad específica, λ , como el coeficiente C_p caen por debajo de sus valores óptimos una vez que la velocidad angular llega a su valor nominal. Como puede observarse en la misma figura, el paso de pala presenta poca actividad en las regiones I y II manteniéndose en su valor óptimo, así que cualquier cambio por encima de ese valor reduciría la eficiencia de potencia. Si se considera un control multivariable que permita mejorar la respuesta dinámica en las regiones I y II, éste eventualmente saturará la señal del pitch deteriorando la respuesta en ambas salidas. En este caso, lo adecuado sería mantenerlo en su valor óptimo hasta que la velocidad del viento permita alcanzar la potencia nominal (región III), en donde los beneficios de un control multivariable serían más significativos ya que ambas entradas manipuladas estarían sin saturación.

En la figura 16, se presentan resultados aún no publicados, en los que se muestran respuestas del sistema ante condiciones de viento realistas y utilizando un control multivariable en todo el rango, cumpliendo todas las premisas descritas en el apartado 2. En estas gráficas se aprecia la mejora de la respuesta cuando el viento está sometido a grandes varianzas, y por tanto continuamente cambiando de zona, cómo un controlador multivariable consigue mejorar la respuesta transitoria, sobre todo cuando se la compara con la respuesta de un control descentralizado con dos PID monovariable, trabajando uno en cada zona. Estas diferencias son más visibles cuando se muestran las distribuciones de frecuencia tanto en la potencia y velocidad angular para las simulaciones de la figura 17. Estos datos muestran que es posible obtener un mejor comportamiento dinámico del aerogenerador con el control MIMO, reflejándose principalmente en la señal de potencia. Además el esquema de control es muy sencillo ya que no requiere *feedforward* y gracias a que en la región III ambas señales de control están lejos de saturarse tampoco sería necesario anti windup. Se están probando diseños con diferentes tipos de desacoplos, persiguiendo demostrar la ventaja de contar con un controlador multivariable con desacoplo para la región III, donde ambas señales de control pueden actuar libres de saturaciones para mejorar el comportamiento dinámico del aerogenerador. Las funciones de ganancia programada se pueden programar también para la región III y ajustándolas en las regiones I y II para alcanzar los objetivos mencionados.

Quedan cuestiones abiertas sobre las que trabajar en el modelo: actualmente los autores trabajan en utilizar otros métodos de desacoplo dinámico, tanto con técnicas directas como inversas, que han sido probadas con éxito en otro tipo de procesos (Morilla, 2008), (Garrido, 2009).

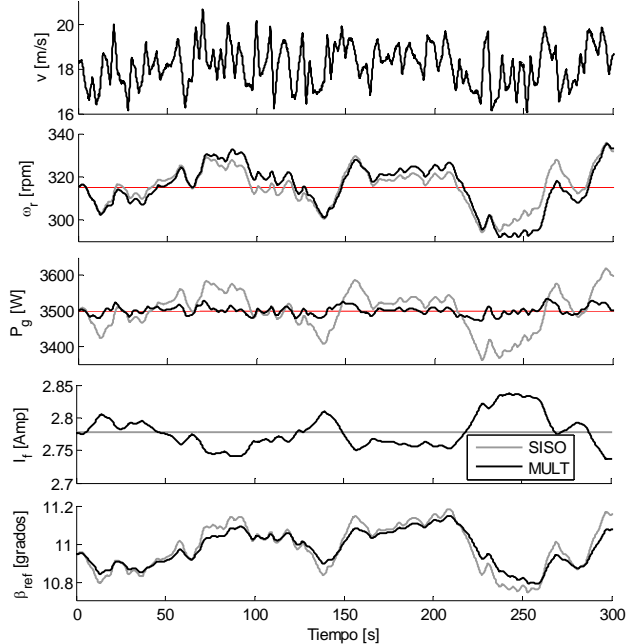


Figura 16: Respuesta ante un modelo de viento realista con una velocidad media de 18 m/s, controladores SISO en gris y MIMO en negro

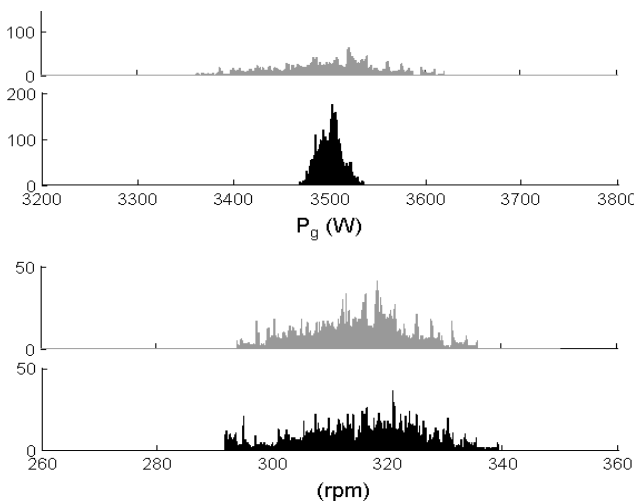


Figura 17: Distribuciones de potencia y velocidad angular para las simulaciones de la figura 11

7. Conclusiones

En este trabajo se ha presentado la problemática del control de un aerogenerador de tipo VS-VP, mostrando soluciones concretas relacionadas con el uso de estrategias que combinan el diseño de un control multivariable, una red de desacoplo, un generador de consignas así como una capa de control adaptativo mediante ganancia programada. El estudio se ha enfocado en diferentes regiones, pero en especial en la Región III, con condiciones de viento supernominales, o de plena

carga, donde el aerogenerador experimenta los mayores esfuerzos debido a la magnitud del viento.

El modelo no lineal del aerogenerador se ha descrito en detalle y se ha utilizado para evaluar las simulaciones de las diferentes configuraciones del esquema de control, ante cambios escalón en las condiciones de viento, que incluían ráfagas y turbulencias. Los resultados obtenidos muestran una mejora de la respuesta dinámica cuando se la compara con las soluciones monovariantes implementadas de forma típica en estos equipos. El objetivo principal perseguido es lograr la reducción de los transitorios en la señal de potencia, la reducción de esfuerzos mecánicos, vibraciones y evitar variaciones de alta frecuencia en las señales de los controladores, sobre todo en el pitch.

English Summary

Multivariable Control applied to a wind turbines

Abstract

In this work the design of a multivariable control system that operates in variable speed and variable pitch (VS-VP) is presented. The control scheme is centralized with decoupling in stationary state, including a layer of gain scheduling. The study has been focus for the full load operation, where the wind turbine experiment majors efforts due to high wind speeds.

The nonlinear model of the wind turbine was described in detail and used to evaluate the control scheme simulations for changes type steps in the wind speed, including gust and turbulence. The obtained results show a significant improvement in the dynamic response compare with classic SISO controllers. The principal contribution is in the reduction of transitory in the signal power, reducing efforts, vibrations and wears, avoiding variations of high frequency in the signals of the controllers.

Keywords:

Wind turbines, multivariable control, decoupling control, PID controllers.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido realizado parcialmente gracias a al apoyo del proyecto de Excelencia P10-TEP-6056 de la Junta Andalucía, España.

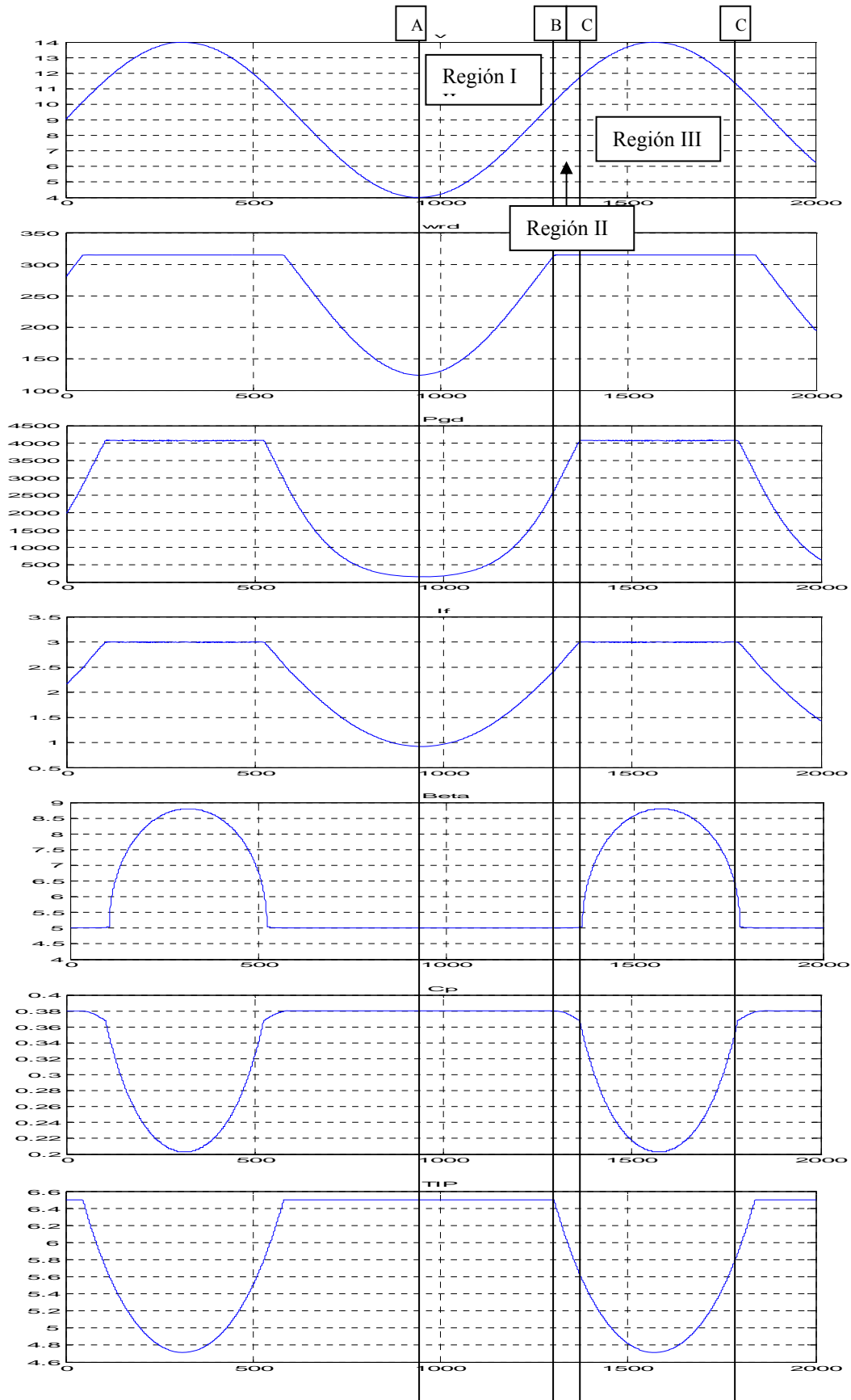


Figura 18: Evolución de las salidas y señales de control ante un viento sinusoidal

Referencias

- Barakati S.; Kazerani, M.; Aplevich, J. D. (2009). "Maximum Power Tracking for the Wind Turbine Systems including a Matrix Converter," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol.24, no. 3, pp 705-713.
- Bianchi, F.; Mantz, R.J. Christiansen C.F. (2004) "Power regulation in pitch-controlled variable-speed WECS above rated wind speed". *Renewable Energy* 29, 1911–1922
- Bianchi F.; De Battista H.; Mantz, R. J. (2007). *Wind Turbine Control Systems (Principles, Modelling and Gain Scheduling Design)*, London: Springer-Verlag.
- Bongers, P.M. (1994) "Modeling and identification of flexible wind turbines and a factorizational approach to robust control". PhD thesis, Delft University of Technology, June 1994.
- Bossanyi, E. A. (2000) "The Design of Closed Loop Controllers for Wind Turbines" *Wind Energy* 2000; 3:149–163 (DOI: 10.1002/we.34)
- Boukhezzer, B.; Siguerdidjane, H.; Hand, M.M. "Nonlinear Control of Variable-Speed Wind Turbines for Generator Torque Limiting and Power Optimization," *J. Solar Energy Eng.*, 128(4): 516–530, Nov. 2006.
- Boukhezzer B., Lupu, L.; Siguerdidjane, H.; Hand, M. (2007). "Multivariable Control Strategy for Variable Speed, Variable Pitch Wind Turbines," *Renewable Energy, ScienceDirect*, vol.32, pp 1273-1287.
- Ekelund T. (1994) "Speed control of wind turbines in the stall region". Proceedings of the third IEEE conference on control applications 1994;1:227–32.
- Freeman, J. B. ; Balas M. J. "An Investigation of Variable-Speed Horizontal-Axis Wind Turbines Using Direct Model-Reference Adaptive Control," *Proc. AIAA/ASME Wind Energy Symp.*, pp. 66–76, Jan. 1999.
- Frost, S. A. ; Balas, M. J.; Wright, A. D. "Direct Adaptive Control of a Utility-Scale Wind Turbine for Speed Regulation," *Int. J. Robust Nonlinear Ctrl.*, 19(1): 59–71, Jan. 2009.
- García-Sanz, M., y Egaña, I. (2002). "Quantitative Nondiagonal Controller Design for Multivariable Systems with Uncertainty." *International Journal of Robust and Non-linear Control.* Isaac Horowitz Special Issue, Part 2. Vol. 12, pp. 321-333.
- García-Sanz, M.; Torres, E; (2004a). "Control y experimentación del aerogenerador síncrono multipolar de velocidad variable TWT1650". *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial* 1, No. 3, 53–62.
- García-Sanz, M., Egaña, I., y Barreras, M. (2004b). "Design of QFT non-diagonal controllers for reference tracking and external disturbances rejection in uncertain MIMO systems." *IEE Control Theory and Applications*.
- Garrido J., F. Morilla and F. Vázquez (2009). "Centralized PID Control by Decoupling of a Boiler – Turbine Unit," *Proceedings of the European Control Conference, Budapest Hungary*, pp. 4007-4012.
- Geyler, M.; Caselitz, P., "Robust Multivariable Pitch Design for Load Reduction on Large Wind Turbines," *J. Solar Energy Eng.*, 130(3): 031014-1 – 031014-12, Aug. 2008.
- González M., Vázquez, F.; Morilla, F.; Beltrán, F. (2009). "Modelado y Análisis de Interacción de un Generador Eólico para Control Multivariable," *Congreso Anual 2009 de la Asociación de México de Control Automático*. Zacatecas, México.
- González M., Vázquez, F.; Morilla, F.; (2010). "Control Multivariable Centralizado con Desacoplo para Aerogeneradores de Velocidad Variable," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, vol.7, no.4, pp 53-64.
- González M., Garrido, J.; Vázquez, F.; Morilla, F.; (2011a). "Multivariable Centralized Control with Decoupling and Feedforward Compensation for Residential Wind Turbine," *Proceedings of the 18th World Congress The International Federation of Automatic Control, Milano Italy*, pp. 557-562.
- González M., Garrido, J.; Vázquez, F.; Morilla, F.; (2011b). "Control multivariable centralizado con desacoplo y compensación feedforward para aerogeneradores residenciales" *Jornadas de Automática, Sevilla*, 2011.
- Hand, M.M (1999). "Variable-speed wind turbine controller systematic design methodology: a comparison of nonlinear and linear model-based designs". NREL report TP-500-25540, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, July 1999.
- Johnson, K. E. ; Pao, L. Y.; Balas, M. J.; Kulkarni, V. ; Fingersh, L.J. "Stability Analysis of an Adaptive Torque Controller for Variable-Speed Wind Turbines," *Proc. IEEE Conf. Decision and Ctrl.*, pp 4087–4094, Dec. 2004.
- Johnson K. E. ; Fingersh, L. J. "Adaptive Pitch Control of Variable-Speed Wind Turbines," *J. Solar Energy Eng.*, 130(3): 031012-1 – 031012-7, Aug. 2008.
- Kumar A.; Stol, K. (2008) "Simulating MIMO Feedback Linearization Control of Wind Turbines Using FAST," *Proc. AIAA/ASME Wind Energy Symp.*, Jan. 2008.
- Li, H.; Shi, K.L.; McLaren, P.G.; (2005) "Neural-network-based sensorless maximum wind energy capture with compensated power coefficient" *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2005, Volume: 41 Issue:6, pp: 1548 - 1556
- Ma, X.(1997) "Adaptive extremum control and wind turbine control". PhD thesis, Danemark, May 1997.
- Mok K. (2005). "Identification of the Power Coefficient of Wind Turbines," *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, vol. 2, pp 2078 – 2082.
- Morilla F., Vázquez, F.; Garrido, J; (2008). "Centralized PID Control by Decoupling for TITO Process." *Proceedings of 13th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation*, pp. 1318-1325.
- Muhando E., Senjyu, T.; Omine, E.; Kinjo, H.; Fuanabashi, T. ; (2008). "Model Development for Nonlinear Dynamic Energy Conversion System: An Advanced Intelligent Control Paradigm for Optimality and Reliability," *IEEJ Trans. on Electric and Electronic Engineering*, vol.3, pp 482-491.
- Nagai M., Ameku, K.; Roy, J. N. (2009). "Performances of a 3 kW Wind Turbine Generator with Variable Pitch Control System," *Applied Energy Elsevier*, vol.86, pp 1774-1782.
- Novak P, Ekelund T, Jovik I, Schmidtbauer B. "Modeling and control of variable-speed wind-turbine drivesystem dynamics". *IEEE Control Syst Mag* 1995;15(4):28–38.
- Ostergaard G.; Stoustrup, J; Brath, P; (2008). "Linear parameter varying control of wind turbines covering both partial load and full load conditions," *International Journal of Robust and Nonlinear Control*, vol.19, pp 92-116.
- Rocha, R.; Martins, L. (2003). A multivariable H_∞ control for wind energy conversion system. *Journal of Automatic Control IEEE* pp. 206–211.
- Rodríguez, J.L.; Burgos, J.C, Arnalte, S. "Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica". Editorial Rueda, 2003.
- Selvam, K.; Kanev, S; van Wingerden J; Engelen, J.; Verhaegen, M. (2009). "Feedback - feedforward individual pitch control for wind turbine load reduction". *International Journal of Robust and Nonlinear Control* 19, 72–91.
- Simoes, M.G.; Bose, B.K.; Spiegel, R.J.; (1997) "Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system" *IEEE Transactions on Power Electronics*. 1997 Volume: 12 Issue: 1 pp: 87 - 95
- Song, Y. D.; Dhinakaran, B; Bao, X. Y. (2000) "Variable Speed Control of Wind Turbines using Non-Linear and Adaptive Algorithms", *J. Wind Eng. and Ind. Aerodynamics*, 85(3): 293–308, April 2000.
- Stol, K.A; Fingersh L.J. "Wind turbine field testing of state-space control designs". Subcontractor report SR-500-35061, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, September 2004.
- Vázquez F., Morilla, F.; Dormido, S; (1999). An iterative method for tuning decentralized PID controllers, 14th IFAC World Congress.
- Vázquez F.; Morilla, F; (2002). Tuning decentralized PID controllers for MIMO systems with decouplers. 15th IFAC World Congress, Barcelona, España.
- Wright, A. D (2004) "Modern Control Design for Flexible Wind Turbines," *NREL Report No. TP-500-35816*, National Renewable Energy Laboratory, 2004.
- Wu, F.; Zhang, X.P.; Ju, P; Sterling, M.J.H.(2008); "Decentralized Nonlinear Control of Wind Turbine With Doubly Fed Induction Generator", *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Volume: 23 Issue:2 pp: 613 – 621
- Yang, X.; Xu, L. ; Liu, Y.; Xu, D. (2007). "Multivariable Predictive Functional Control for Doubly Fed Induction Generator". *IEEE International Conference on Control and Automation. Guangzhou, China*.