

LIMITACIÓN DE POTENCIA EN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL Y PASO VARIABLE MEDIANTE TÉCNICA DE CONTROL PREDICTIVO BASADO EN MODELO (MPC)

Alejandro Münnemann, Gerardo Ahrtz, Daniel Fernández, Fernando Tilca

Laboratorio de Electrónica, Facultad de Ingeniería
 Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco
 Ruta Provincial N°1 Ciudad Universitaria, 9000, Comodoro Rivadavia
 Chubut, Argentina. Tel/fax=(+54)(297)4550836

Recibido: 13/08/12; Aceptado: 28/09/12

RESUMEN: En este trabajo se presenta un sistema de control asociado a una turbina eólica de eje horizontal y paso variable de palas. El objetivo es limitar la potencia desarrollada por la turbina cuando el recurso eólico es tal que se excede el valor nominal de diseño del generador eléctrico. El controlador digital que se propone utiliza un modelo matemático de la turbina para predecir su evolución sobre un dado horizonte futuro. La secuencia de decisiones o ley de control se determina a partir de minimizar una función de costo ó índice de performance que refleja en qué medida el proceso real difiere del predicho por el modelo. Asimismo tiene en cuenta las restricciones impuestas por el actuador de paso de palas, como la velocidad y ángulos máximos de giro. Finalmente, se muestran resultados de simulación que permiten observar su buen comportamiento frente a controladores tradicionales.

Palabras clave: turbina eólica, modelización, control predictivo (MPC), limitación de potencia, ángulo de palas.

INTRODUCCIÓN

La continua evolución y desarrollo tecnológico que han alcanzado las turbinas eólicas de elevada potencia hace necesaria la aplicación de modelos realistas que permitan evaluar su comportamiento dinámico mediante herramientas de simulación numérica, desde las primeras etapas de diseño. Asimismo resulta deseable la búsqueda y el empleo de nuevas técnicas y estrategias de control que lleven al cumplimiento equilibrado de ciertos objetivos deseables como maximizar la captura de energía para distintas velocidades de viento dentro de un rango seguro de operación, evitar cargas dinámicas excesivas y acondicionar la potencia generada de acuerdo a los códigos de red estandarizados (Bianchi et al. 2003).

La turbina eólica convierte la energía del viento en energía mecánica de rotación y luego en energía eléctrica a través de un generador. La potencia desarrollada P_D depende de la densidad del aire ρ , el área del rotor A , la velocidad del viento V y un coeficiente de potencia C_P que refleja la capacidad de la turbina para capturar el recurso disponible según la relación (Freris 1990; Burton et al. 2001):

$$P_V = \frac{1}{2} \rho A C_P V^3 \quad (1)$$

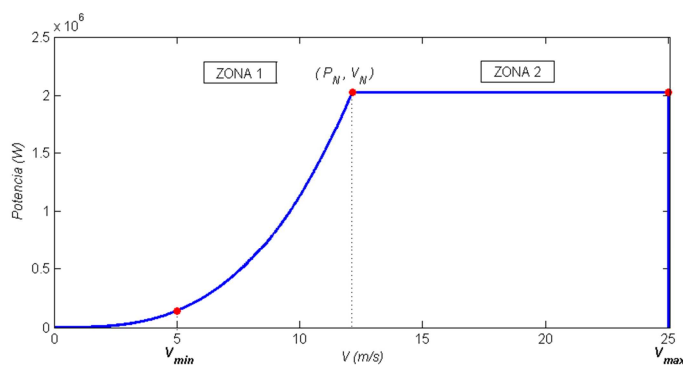


Figura 1: Curva ideal de potencia de un aerogenerador de 2 MW.

En la Figura 1 se representa la potencia eléctrica que se puede obtener idealmente para un rango operacional de velocidades de viento, teniendo en cuenta ciertas restricciones físicas y económicas en el diseño de la turbina (Anaya-Lara et al 2009). Este rango se encuentra delimitado por un valor mínimo de viento V_{min} llamado “*velocidad de entrada*” y un valor máximo V_{max} conocido como “*velocidad de corte o salida*”. Por debajo de V_{min} la energía del viento es insuficiente para que la

turbina produzca energía útil, mientras que por encima de V_{max} se detiene su funcionamiento como medida de seguridad ante las elevadas cargas estructurales. Asimismo existe un tercer valor característico de viento llamado “*velocidad nominal*” V_n a partir del cual la potencia generada alcanza su valor nominal de diseño P_n y se mantiene constante hasta el punto de salida de operación. Para velocidades de viento mayor a V_n (Zona 2, Figura 1), la potencia excede el valor nominal que puede manejar el generador. El objetivo en esta zona es limitar la potencia disponible al valor nominal constante P_n .

Una de las formas más utilizadas para llevar a cabo esta limitación consiste en modificar mecánicamente el ángulo β de rotación de las palas, mientras el viento fluctúa en la Zona 2 de la Figura 1 (Freris, 2008). La ley del control que lleva a cabo esta acción tiene un marcado impacto en el grado de alcance de los objetivos mencionados al inicio de esta sección. En este trabajo se presenta un controlador digital que, basado en el modelo matemático de la turbina, obtiene periódicamente soluciones optimizadas para el ángulo de pala β de acuerdo a la minimización de un índice de performance propuesto. La utilización del modelo permite “predecir” en buena medida el comportamiento futuro de la variable a controlar. Otra característica destacable del control predictivo basado en modelos (MPC) que aquí se aplica, es su capacidad para “limitar” el esfuerzo de control sobre el servomecanismo actuador de paso de palas, tanto en los ángulos extremos (β_{min} , β_{max}) como en su tasa de variación ($d\beta/dt$). De esta manera el actuador permanece trabajando en su zona lineal de funcionamiento, situación que no siempre sucede en los controladores tradicionales.

MODELO DE TURBINA EÓLICA

La presente sección tiene como objetivo obtener un modelo matemático que refleje adecuadamente el comportamiento dinámico de una turbina eólica moderna de eje horizontal y paso de pala variable. En la Figura 2 se observa un diagrama en bloques general del modelo cuyos subsistemas se detallan a continuación.

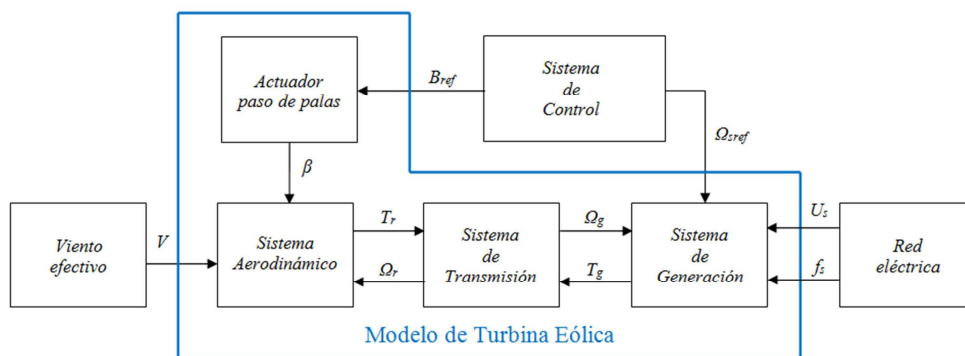


Figura 2: Estructura General del Modelo de Turbina Eólica.

Sistema Aerodinámico

Como se aprecia en el diagrama de bloques de la Figura 2, este sistema obtiene el par mecánico $T_{r(t)}$ desarrollado en el rotor eólico, a partir de las condiciones de velocidad de viento V , ángulo de pala β y la velocidad de rotación Ω_r . El $T_{r(t)}$ se transmite a través del eje principal impulsando al generador eléctrico y está dado por:

$$T_r = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_Q(\lambda, \beta) V^2 = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{C_P(\lambda, \beta)}{\lambda} V^2 \quad (2)$$

Donde: ρ : Densidad del aire.
 R : Radio de la pala.
 C_Q , C_P : Coeficientes de par y potencia.

Todos los coeficientes asociados se expresan en función del ángulo de pala β y del llamado “factor de punta de pala” λ definido como la relación entre la velocidad tangencial máxima de la pala $\Omega_r R$ y la velocidad de viento V :

$$\lambda = \frac{\Omega_r R}{V} \quad (3)$$

El factor λ resulta de gran importancia pues determina junto con el ángulo de pala β el punto de operación de la turbina eólica. En la Figura 3 se muestra el coeficiente de potencia C_p en función de λ a partir de datos experimentales (Jhonson, 2001) junto con la aproximación matemática del coeficiente (línea llena). En la Figura 4 se grafica el resultado de una aproximación matemática ampliamente utilizada (Heier, 1998) para turbinas horizontales de alta potencia, la cual se emplea en este trabajo (Ver Anexo).

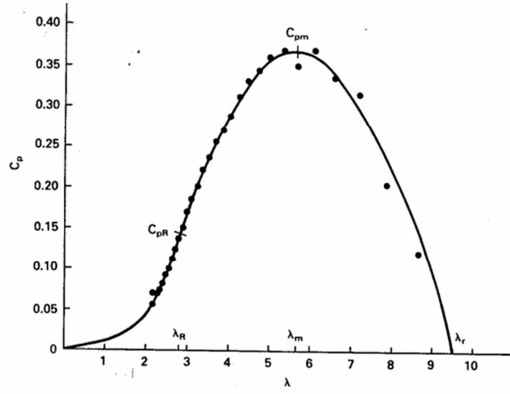


Figura 3: Variación del coeficiente de potencia C_p versus el factor de punta de pala λ .

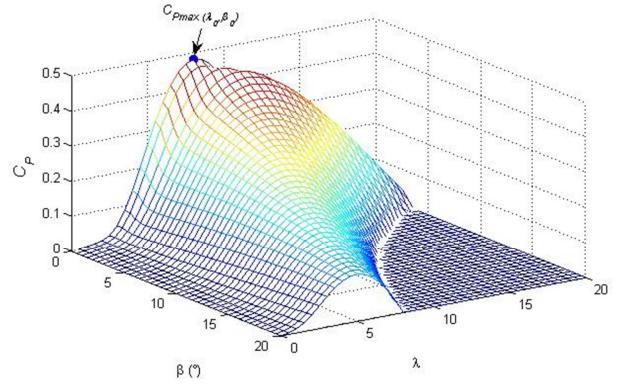


Figura 4: Superficie del coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$.

Sistema Mecánico de Transmisión

Este sistema, descrito gráficamente en la Figura 5 (Munteanu et al. 2008), se compone de un eje acoplado al rotor eólico que transmite el movimiento de rotación al generador eléctrico. Puesto que en general los generadores trabajan a velocidades superiores a la de la turbina, se intercala una caja multiplicadora de relación N y alto rendimiento que adapta la potencia transmitida por el rotor en términos de par y velocidad angular. El eje de alta velocidad entre la caja multiplicadora y el generador se modeliza como un elemento de cierta flexibilidad representado por un resorte de torsión de rigidez K_s y amortiguamiento B_s .

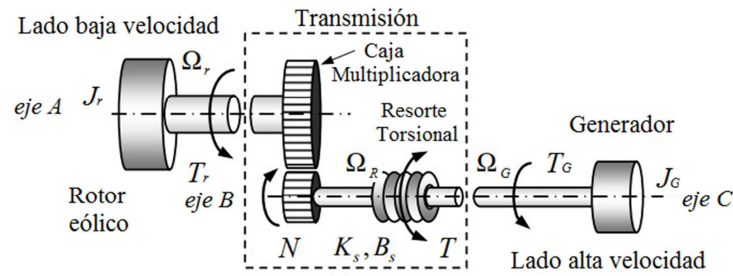


Figura 5: Modelo de transmisión mecánica de 2 masas.

Así, las ecuaciones dinámicas del sistema mecánico de transmisión referidas hacia el lado del generador son:

$$J_R \dot{\Omega}_R = T_R - T \quad (4)$$

Donde: $J_R = \frac{J_r}{N^2}$: Inercia del rotor eólico referida al eje de alta velocidad [Kgm^2].
 $\dot{\Omega}_R = N \dot{\Omega}_r$: Aceleración angular del rotor referida al eje de alta velocidad [rad/s^2].
 $T_R = \frac{T_r}{N}$: Par aerodinámico del rotor referido al eje de alta velocidad [Nm].

$$J_G \dot{\Omega}_G = T - T_G \quad (5)$$

Donde: J_G : Inercia del generador eléctrico (rotor + eje C) [Kgm^2].
 $\dot{\Omega}_G$: Aceleración angular del generador [rad/s^2].
 T_G : Par electromagnético del generador [Nm].

$$\dot{T} = B_s(\dot{\Omega}_R - \dot{\Omega}_G) + K_s(\Omega_R - \Omega_G) \quad (6)$$

Que lleva al par transmitido $T(Nm)$ como:

$$T = B_s(\Omega_R - \Omega_G) + K_s(\theta_R - \theta_G) \quad (7)$$

Donde: \dot{T} : Dinámica del eje flexible [Nm/s].
 $\Omega_R = N\Omega_r$: Velocidad angular del rotor eólico referido al eje generador [rad/s].
 Ω_G : Velocidad angular del generador [rad/s].
 B_S : Coeficiente de amortiguación torsional del eje rápido [Nms/rad].
 K_S : Coeficiente de rigidez torsional del eje rápido [Nm/rad].

Sistema de Generación Eléctrica

Este sistema recibe la energía mecánica a de rotación y la convierte en energía eléctrica que se inyecta a la red. Uno de los generadores eléctricos más utilizados en la industria eólica, para aerogeneradores con caja multiplicadora, es la máquina asincrónica de inducción tipo jaula de ardilla. El comportamiento mecánico del generador dentro del modelo global de la turbina está dado por su característica par-velocidad en estado estacionario cuya expresión es:

$$T_G = -\frac{3}{2} \frac{U_s^2}{\omega_s} \frac{\frac{R_r}{s}}{\left(\frac{R_r}{s}\right)^2 + (\omega_s L_r)^2} \quad (8)$$

Donde: $\omega_s = 2\pi f_s$: Frecuencia angular de la red [rad/s].
 R_r : Resistencia de bobinado rotórico [Ohm].
 L_r : Inductancia de bobinado rotórico [Hy].
 $s = \frac{\Omega_s - \Omega_G}{\Omega_s}$: Factor de “resbalamiento” de la máquina de inducción.
 $\Omega_s = \left(\frac{p}{2}\right) \omega_s$: Velocidad angular sincrónica del campo rotante estático [rad/s].
 p : Numero de polos del generador.

La máquina trabajará como generador eléctrico cuando gire a velocidades “súper-sincrónicas” $\Omega_G > \Omega_s$, es decir por encima del campo rotante sincrónico impuesto por la red. El factor de resbalamiento “s” representa la fracción de potencia mecánica que se disipa en forma de calor en la resistencia rotórica R_r , por ende cuanto mayor es su valor, más baja es la eficiencia de la máquina. Esto hace que las máquinas asincrónicas de inducción se construyan asegurando un valor mínimo de resbalamiento que típicamente ronda el 2%.

Sistema Actuador de Paso de Palas

En grandes aerogeneradores, la forma de operar la turbina para modificar su comportamiento aerodinámico y mantener la potencia eólica al valor nominal del generador, consiste en variar el ángulo β de las palas girando la posición alrededor de su eje longitudinal. Esta acción se lleva a cabo a partir de un servomecanismo que recibe del sistema de control la orden de ángulo de referencia β_d . La salida del sistema alcanzará la referencia luego de un tiempo Γ_β conocido como “constante de tiempo del actuador”. En general el comportamiento dinámico del actuador es no lineal, imponiéndose limitaciones de saturación tanto en el rango de ángulos posibles como en la velocidad angular. Así, en la Figura 6 se representa el modelo del sistema actuador de paso de palas en el entorno Simulink® como un sistema a lazo cerrado de primer orden descrito por la ecuación:

$$\Gamma_\beta \dot{\beta} = \beta_d - \beta \quad (9)$$

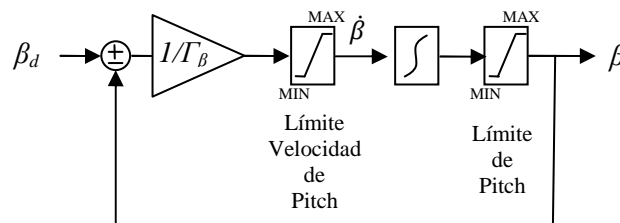


Figura 6: Modelo del actuador de paso de palas.

CONTROL PREDICTIVO BASADO EN MODELO (MPC)

En esta sección se desarrollan brevemente los conceptos teóricos en los que se basa el controlador propuesto en este trabajo, de acuerdo a la bibliografía referenciada. Además, en esta sección, se presentan las características principales del control predictivo basado en modelo (de aquí en adelante MPC), las señales intervinientes y se describe la estrategia general para la obtención de las salidas óptimas de control, haciendo hincapié en la capacidad del mismo para definir restricciones en las variables manipuladas.

Filosóficamente el control MPC refleja el comportamiento humano en el sentido que busca tomar decisiones (acciones de control) que lleven a obtener el mejor resultado posible (salida de control) sobre un determinado horizonte de tiempo, es decir a diferencia de los controles utilizados normalmente, en este caso se predice el comportamiento futuro del sistema, a fin de optimizar los recursos de control disponibles. Para ello se utiliza un modelo interno del proceso en cuestión, mediante el cual se actualizan periódicamente las decisiones a medida que se tienen disponibles nuevas observaciones. Por tanto la ley del control MPC se resume en las siguientes características fundamentales (Camacho y Bordons, 1999):

- La ley de control depende de la salida actual y de la predicción del modelo.
- Las predicciones se calculan en base a un modelo del proceso.
- La decisión de control se determina por optimización de alguna característica que refleje la performance de la predicción considerando posibles restricciones en las variables manipuladas y salidas controladas.
- La entrada de control se actualiza a intervalos regulares de tiempo sobre un determinado horizonte futuro que se “mueve” hacia delante con cada decisión (“Horizonte Móvil”).

Esquema básico y estrategia de control

En la Figura 7 (Bemporad et al. 2009) se representa la estrategia del control MPC para un sistema SISO (una entrada y una salida) que lleva a cabo un cierto proceso genérico. Siendo k el instante actual, puede observarse como se utiliza la información pasada de la entrada de control ($u_{k-4}, u_{k-3}, u_{k-2}, u_{k-1}$) y las mediciones pasadas y presente de la salida ($y_{k-4}, y_{k-3}, y_{k-2}, y_{k-1}, y_k$) para predecir el comportamiento del proceso, extendiendo en el tiempo futuro la trayectoria de la salida ($y_{k+1}, y_{k+2}, y_{k+3}, \dots, y_{k+P}$) y una secuencia de acciones de control optimizadas ($u_k, u_{k+1}, u_{k+2}, \dots, u_{k+M-1}$), siendo P y M los horizontes de predicción y control respectivamente.

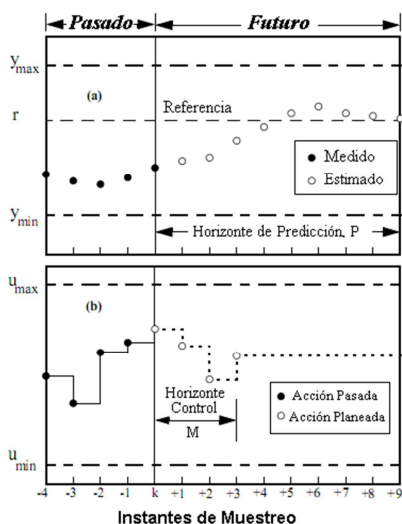


Figura 7: Estrategia del control MPC aplicada en el instante k -ésimo.

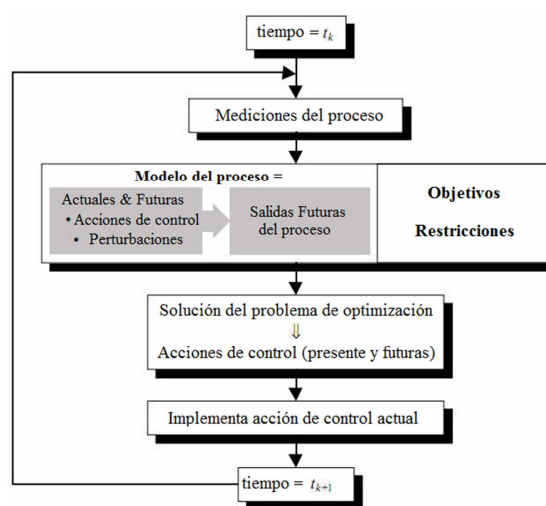


Figura 8: Diagrama de flujo representativo de la metodología aplicada en controladores MPC.

La metodología de todos los controladores perteneciente a la familia MPC para definir la acción de control u_k a aplicar sobre la planta en el instante k , se caracteriza por seguir una estrategia que opera las siguientes fases:

- f1) **Predicción:** A fin de tomar una decisión inteligente el controlador necesita conocer el estado actual de la planta. Esto incluye el valor de la salida y_k y cualquier otra variable que pueda influenciar el comportamiento futuro de la misma. Para ello se emplean todos los valores conocidos hasta el presente instante k (entradas y salidas medidas pasadas y actuales) así como las futuras acciones de control u_{k+j} ($j = 0, \dots, P-1$) junto a un modelo apropiado del proceso a fin de predecir las salidas y_{k+i} ($i = 1, \dots, P$) sobre un intervalo de tiempo futuro P conocido como “horizonte de predicción”.
- f2) **Optimización:** Una secuencia de acciones u_{k+j} ($j = 0, \dots, M-1$) se calculan sobre un dado “horizonte de control” M , por minimización de una función de costo ó performance J descrita por la ecuación:

$$J = S_y(k) + S_{\Delta u}(k) = \sum_{i=1}^P \{w^y [r(k+i) - y(k+i)]\}^2 + \sum_{j=0}^{M-1} \{w^{\Delta u} \Delta u(k+j)\}^2 \quad (10)$$

Este índice (Bemporad et al. 2009), está conformado por sumatorias de términos cuadráticos ponderados que buscan reflejar la performance de la predicción y el costo del control. El primer término $S_y(k)$ denota el “error de rastreo” es decir cuánto se desvía la salida predicha y_{k+i} respecto de su referencia r_{k+i} dentro del horizonte de predicción P , multiplicando cada desvío por un factor de peso w^y . El segundo término $S_{\Delta u}(k)$ denota el “esfuerzo de control” para el horizonte M , es decir cuánto varía la entrada de control predicha $\Delta u(k+j)$ ponderada por el factor $w^{\Delta u}$. Adicionalmente esta función tiene en cuenta el cumplimiento de restricciones impuestas tanto a la variable manipulada ($u_{min} < u_{k+j} < u_{max}$; $\Delta u_{min} < \Delta u_{k+j} < \Delta u_{max}$) como a la salida ($y_{min} < y_{k+i} < u_{max}$).

- f3) **Implementación:** De toda la secuencia de acciones obtenida en la fase anterior “f2” solo se aplica de forma efectiva a la planta la primera de ellas (u_k) y se la mantiene constante durante todo un intervalo de tiempo Δt hasta el próximo instante de decisión $k+1$ en el cual se adquieren nuevas mediciones de la planta y se repiten todos los cálculos desde la fase “f1”.

En la Figura 8 (Nikolaou, 2001), se muestra en forma de diagrama de flujo la repetición sucesiva de las fases anteriores para cada instante k . Este ciclo repetitivo constituye el concepto de “horizonte móvil” o “*receding horizon*”. En efecto, al instante siguiente $k+1$ se obtendrá una nueva secuencia y aplicará la primera decisión $u_{k+1/k+1}$ que en general será distinta a la tomada previamente $u_{k/k}$ debido a que en la nueva fase “f1” se actualizará la información disponible desde la planta.

LAZO DE CONTROL Y RESULTADOS

En esta sección se presenta el empleo del controlador MPC en base al modelo de la turbina eólica descrita y los resultados de simulación obtenidos, con el objetivo de limitar la potencia generada alrededor de su condición nominal de trabajo. Se evalúa fundamentalmente el comportamiento del control ante fluctuaciones de la velocidad de viento. En la Figura 9 se muestra el lazo de control explicitando la estructura interna del controlador MPC dentro del mismo. Este lazo cerrado busca mantener la velocidad de rotación del generador (y por consiguiente de la turbina) en su valor de referencia para vientos superiores al nominal. Para ello en cada instante de decisión k aplica la acción de control efectiva β_k modificando el ángulo de pala.

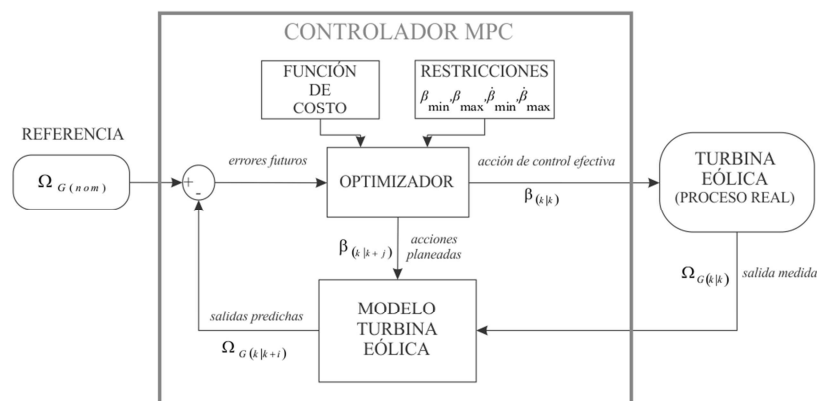


Figura 9: Lazo de control para limitación de potencia.

Respuesta a lazo abierto

En la secuencia de Figuras 10(a) a 10(e) se aprecia en trazo continuo la evolución de los parámetros de la turbina frente a una perturbación ideal de viento (tipo escalón) de 4m/s si no existiese ningún tipo de control. La Figura 10(b) refiere a la salida digital del controlador $\beta_{(k)}$ mientras que la Figura 10(c) representa la salida del servomecanismo actuador de paso de pala $\beta_{(t)}$. En esta condición ambas mantienen el ángulo de pala nominal para la máxima captura de energía ($\beta=0^\circ$). Las Figuras 10(d) y 10(e) grafican la velocidad y potencia desarrollada por el generador. Se evidencia claramente como exceden los valores nominales del aerogenerador ($\Omega_{Gnom}=1530RPM$, $P_{nom}=2MW$) evolucionando con una respuesta dinámica típica de primer orden y un tiempo de establecimiento de aproximadamente 4 segundos. Por último la Figura 10(f) detalla la diferencia angular instantánea que se produce en el eje de transmisión, es decir el ángulo de torsión que se incrementa ante la falta de control.

Respuesta a lazo cerrado

En la misma secuencia de Figuras 10(a) a 10(f) pero en trazos discontinuos se ve la respuesta del aerogenerador cuando actúa el controlador MPC. El mismo se ha configurado para trabajar a intervalos de control $\Delta T=0,1seg$, compatibles con el tiempo de establecimiento del actuador y con un horizonte de predicción $P=40$, tal que abarque completamente la dinámica a lazo abierto. Retomando las Figuras 10(d) y 10(e) se aprecia como ante el incremento del viento, la velocidad y potencia vuelven a sus valores nominales en tiempos aproximados de 2 a 4 segundos, demostrando el buen comportamiento del control. Ello se traduce en el restablecimiento del ángulo de torsión de la Figura 10(f) a su estado original. Las variantes MPC1 y MPC2 corresponden a distintas formas de sintonizar el controlador modificando los “factores de peso” w^y y w^{Au} asociados a la función de costo J , ecuación (10), que interviene en la fase de optimización. En MPC1 ($w^y=0.04$ y $w^{Au}=2.45$), se penaliza en mayor medida la variación del ángulo β por sobre el desvío de la velocidad de la turbina respecto de su referencia, lo que da una respuesta más conservadora (robusta). Por el contrario en MPC2 ($w^y=2.2$ y $w^{Au}=0.045$) se da mayor libertad al controlador para modificar el ángulo de pala lo que conlleva a un incremento en la velocidad de respuesta. Obsérvese de las Figuras 10(b) y 10(c) que la acción de control en ningún caso supera la máxima tasa de variación de ángulo permitido por el actuador de la pala ($\pm 8^\circ/s$), ya que este parámetro de restricción fue impuesto desde un primer momento en el diseño del controlador. La secuencia de Figuras 11(a) a 11(f) pone de manifiesto la importancia de este hecho al comparar el comportamiento de MPC2 y un controlador tradicional PID digital con igual intervalo de control ΔT y sintonizado para una velocidad de respuesta similar. Las Figuras 11(d), 11(e) y 11(f) muestran como la velocidad, potencia y ángulo de torsión exhiben una transición más oscilatoria y lenta hacia el estado final en el control por PID debido en parte a la saturación del actuador que se observa en la Figura 11(c).

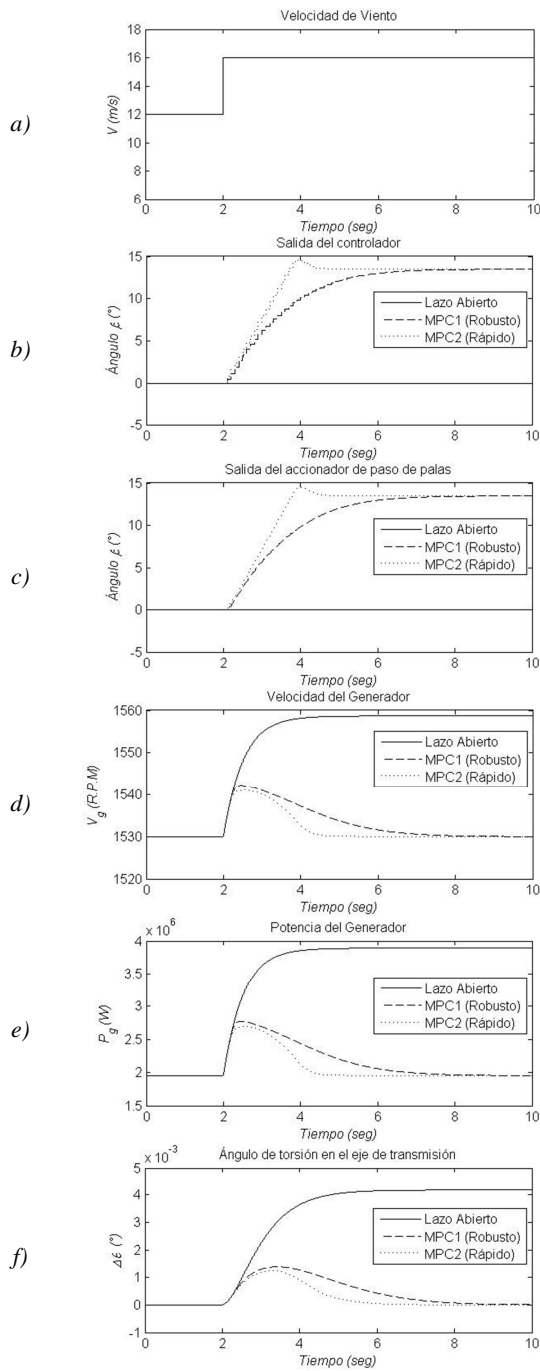


Figura 10: Respuestas del sistema a lazo abierto y con el controlador MPC ante un escalón de viento.

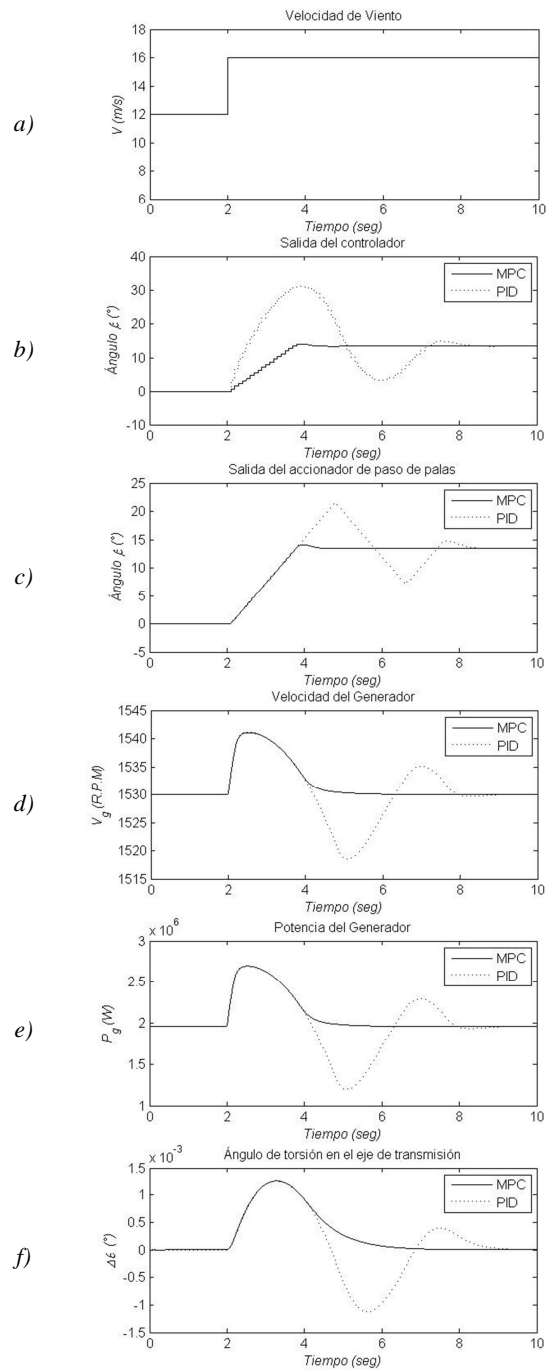


Figura 11: Comparación de respuestas con controladores MPC y PID.

CONCLUSIONES Y TRABAJOS A FUTURO

Se ha presentado un sistema de control de potencia para una turbina eólica de paso de pala variable y generador eléctrico de inducción del tipo jaula de ardilla.

El controlador utilizado es del tipo predictivo basado en modelos (MPC), para el cual se ha desarrollado la modelización matemática del aerogenerador.

Los resultados obtenidos demuestran la factibilidad de utilización de los controladores MPC para limitar la potencia generada por la turbina en su valor nominal. Asimismo su capacidad para incluir en la ley de control las inevitables restricciones impuestas por los sistemas actuadores de paso de pala, asegura en todo momento su funcionamiento en la zona lineal de trabajo. Esto se traduce en un comportamiento general superior respecto a los controladores tradicionales.

A futuro se prevé continuar el estudio del sistema de control aumentando la complejidad del modelo de turbina y evaluando su desempeño con registros anemométricos de la zona patagónica. Asimismo se buscará mejorar la performance del controlador incorporando estimadores de la velocidad de viento.

REFERENCIAS

- D.Bianchi, H.De Battista, R.Mantz, Wind Turbine Control Systems. Springer (2005).
 Freris LL., Wind Energy Conversion Systems. Prentice Hall (1990).
 Burton T. Sharpe D. Jenkins N. Bossanyi E., Wind Energy Handbook.Wiley&Sons (2001).
 Anaya-Lara et al., Wind Energy Generation-Modelling and Control. John Wiley & Sons Ltd (2009).
 Freris, LL., Renewable Energy in Power Systems. Wiley (2008).
 Siegfried Heier, Grid Integration of Wind Energy Conversion System, John Wiley & Sons Ltd (1998).
 Munteanu.I et al., Optimal Control of Wind Energy Systems., Springer (2008).
 Camacho E. y Bordons C., Model Predictive Control, Springer (1999).
 A.Bemporad, M.Morai, N.Ricker., MPC Toolbox™ 3 User's Guide, The MathWorks Inc., (2009).
 M.Nikolaou., MPC's: A Critical Synthesis of Theory and Industrial Needs. Advances in Chemical Engineering Series, Academic Press (2001).

ABSTRACT

This paper presents a control system associated with a horizontal axis wind turbine and blade pitch. The objective is to limit the power developed by the turbine when the wind resource is such that it exceeds the nominal design value. The proposed digital controller uses a mathematical model of the turbine to predict their evolution over a given future horizon. The sequence of decisions or control law is determined by minimizing a cost function or performance index that reflects how the actual process differs from that predicted by the model. It also takes into account the restrictions imposed by the blade pitch actuator, such as angular speed and maximum angles of rotation. Finally, we show simulation results that observe their good behavior versus traditional controllers.

Keywords: wind turbine, modeling, model based predictive control (MPC), power limitation, pitch blade angle.

ANEXOS:

TURBINA EÓLICA

Los parámetros de diseño de la turbina que se utilizan en la etapa de simulación pueden verse resumidos en la Tabla 1.

Rotor Eólico		
Numero de palas		3
Diámetro de rotor	D_r	70 m
Inercia del rotor (hub + palas + eje principal)	J_r	6.029E+06 kgm ²
Transmisión Mecánica		
Relación caja multiplicadora	N	83.33
Coefficiente de amortiguación	B_s	10E+07 N.m.s/rad
Coefficiente de rigidez torsional	K_s	1.6E+08 N.m/rad
Generador:		
Potencia nominal	P_N	2 MW
Numero de polos	p	4
Velocidad sincrónica	Ω_s	1500 RPM
Índice de resbalamiento	s	2%
Inercia del generador	J_g	60 kgm ²
Tensión de red	V_g	11 kV
Frecuencia de red	f_s	50 Hz
Accionador de paso de pala:		
Ángulos de paso	$\beta_{min} , \beta_{max}$	0° , +90°
Velocidad angular	$\dot{\beta}_{max} , \dot{\beta}_{min}$	+8 °/s , -8 °/s
Constante de tiempo	Γ_β	0,05s
Viento:		
Rango de velocidades	$V_{min} - V_{max}$	4 - 25 m/s
Velocidad nominal	V_N	12 m/s
Densidad del aire	ρ	1,225 kg/m ³

Tabla 1. Datos principales de la turbina eólica.

COEFICIENTE DE POTENCIA

$$C_P(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad \text{Con:} \quad \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_7 \beta} - \frac{c_8}{\beta^3 + 1}$$

El gráfico de la Figura 4 corresponde al coeficiente C_P a partir de estas ecuaciones usando los coeficientes $c_1=0,5176$, $c_2=116$, $c_3=0,4$, $c_4=5$, $c_5=21$, $c_6=0,0068$, $c_7=0,08$ y $c_8=0,035$.