

Modelado y control de turbinas de aerogeneradores de velocidad variable

Fernando Berrutti

Instituto de Ingeniería Eléctrica – Facultad de Ingeniería (UdelaR)

berrutti@fing.edu.uy

Resumen: *El presente trabajo tiene como objetivo el modelado y descripción del sistema de control de las turbinas de los aerogeneradores modernos, así como el estudio del desempeño de las mismas en base a simulaciones realizadas en Simulink para el caso particular de una turbina de 2MW de potencia nominal integrando en el lazo de control de par el convertidor rotórico y la planta de un generador de inducción doblemente alimentado de quinto orden. El simulador implementado integra el control de tres regiones de operación de acuerdo a la velocidad de viento incidente sobre las mismas, realizando control de par, velocidad y ángulo de paso, mediante un controlador de estructura gain scheduling y que se adecua a los objetivos particulares de cada región operativa de la turbina. La evolución de las magnitudes aerodinámicas es examinada mediante la simulación de rampas de velocidad de viento abarcando las tres regiones operativas, lo que permitirá no solamente observar la evolución de las diferentes magnitudes de interés, sino además observar el desempeño del controlador implantado.*

Palabras clave: *Turbinas eólicas, control de par y velocidad, control de ángulo de paso, gain scheduling, velocidad variable, generadores de inducción doblemente alimentados.*

I. NOMENCLATURA

- C_p : coeficiente de potencia.
- G : relación de la caja multiplicadora.
- J : inercia del conjunto turbina – generador.
- P_t : potencia desarrollada por la turbina.
- R : radio de la turbina.
- v : velocidad del viento.
- β : ángulo de paso.
- λ : velocidad específica de la turbina.
- λ_{opt} : velocidad específica de la turbina óptima.
- ρ : densidad del aire.
- τ_s : par desarrollado por el generador de inducción.
- τ_t : par desarrollado por la turbina.
- ω_g : velocidad angular del generador.
- ω_t : velocidad angular de la turbina.

II. INTRODUCCIÓN

El control de una turbina eólica debe diseñarse en base a los objetivos que se planteen cumplir y las restricciones que imponen las condicionantes físicas, económicas y operativas. En lo que respecta al aspecto estrictamente técnico, el diseño del sistema de control de una turbina asociada a un generador de velocidad variable debe cumplir simultáneamente con tres objetivos [1]:

1. Maximizar la captura de energía del viento para los diferentes modos de operación del aerogenerador tomando en cuenta las restricciones inherentes a las características físicas de la turbina para una segura operación de la misma, procurando que ninguna magnitud física sobrepase su valor nominal.
2. Prevenir las cargas excesivas sobre la turbina, intentando atenuar, especialmente, los efectos de sobrecarga producidos por fenómenos de carácter transitorio.
3. Cumplir con una determinada calidad de potencia a inyectar, lo que implica acondicionar la energía generada de forma que cumpla con los estándares aplicables y no repercuta negativamente sobre la dinámica de la red eléctrica.

En el caso analizado, el sistema de control de la turbina interactúa directamente con el control del convertidor rotórico del aerogenerador de tecnología DFIG, estableciendo las referencias de par y velocidad a efectos de cumplir con los objetivos planteados.

A partir de la descripción de las zonas de operación de la turbina y las características de la planta física modelada, se establecerán las estrategias de control adecuadas para todo el rango operativo de la turbina, se integrarán las mismas bajo el esquema *gain scheduling* y se realizará la simulación del sistema, incluyendo los transitorios del generador de inducción.

III. ESTRATEGIAS DE EXTRACCIÓN DE POTENCIA

Para todo el rango de velocidades de viento comprendidas entre la velocidad de arranque y de corte, se puede caracterizar la curva ideal de potencia extraída en función de la velocidad del viento, la cual presenta tres regiones diferenciadas de acuerdo al par desarrollado por la turbina, y su velocidad de rotación¹:

1. *Región de velocidades bajas (1)*: Denominada usualmente como región de maximización de extracción de potencia (MPPT), el objetivo del sistema de control en esta región es extraer tanta energía del viento como sea posible.
2. *Región de velocidades intermedias (2)*: La maximización de extracción de potencia solamente es viable en tanto la velocidad del viento sea moderada, y consecuentemente, la velocidad en el eje de la turbina y el generador no superen sus respectivas velocidades nominales de giro. El objetivo en esta región operativa es mantener la velocidad de rotación nominal, incrementando la potencia extraída mediante el aumento del par desarrollado por la turbina.
3. *Región de velocidades altas (3)*: Incrementos en el par desarrollado por la turbina en la región de velocidades intermedias, producidos por el aumento de la velocidad del viento determinarán el inicio de esta región, en la cual el par de la turbina deba ser regulado en su valor nominal mediante el control de ángulo de paso, permitiendo operar la turbina bajo potencia nominal hasta la velocidad de corte de la misma.

IV. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FÍSICA

A. Modelado de la turbina y el tren de engranajes

El modelo de turbina utilizado se encuentra detallado en [1], y predice que la potencia que la turbina extrae del viento estará regida por la ecuación (1):

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

La velocidad específica es una magnitud determinada mediante la ecuación (2):

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

La dinámica de la velocidad de rotación de la turbina se encuentra determinada por la aplicación de la segunda cardinal en el eje de la turbina, donde se ha supuesto que el conjunto compuesto por la turbina, el tren de engranajes y los ejes de alta y baja velocidad constituyen un cuerpo rígido:

$$\frac{P_t}{G \omega_t} - \tau_s = JG \frac{d\omega_t}{dt} \quad (3)$$

El par electromagnético en la ecuación (3) corresponde al de la máquina de inducción de quinto orden, referido a un sistema de coordenadas dq rotando a la frecuencia de la red eléctrica y el vector espacial de la tensión de estator colineal con el eje d.

Centrando la atención en la variación del coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$ de la Fig.1 se podrá comprender como utilizar su característica a favor de las estrategias a favor mencionadas anteriormente. La curva del coeficiente de potencia de la turbina presenta dos características fundamentales que permitirán alcanzar los objetivos planteados:

1. Dado un determinado valor de β , existe un valor óptimo de λ que maximiza el coeficiente de potencia, y por ende la extracción de potencia del viento, siendo este máximo absoluto en caso que β sea nulo, estableciendo este hecho la premisa de operación para la región de bajas velocidades.
2. El aumento de β tiene como consecuencia una disminución del coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$, lo cual repercute en la disminución de la potencia desarrollada por la turbina.

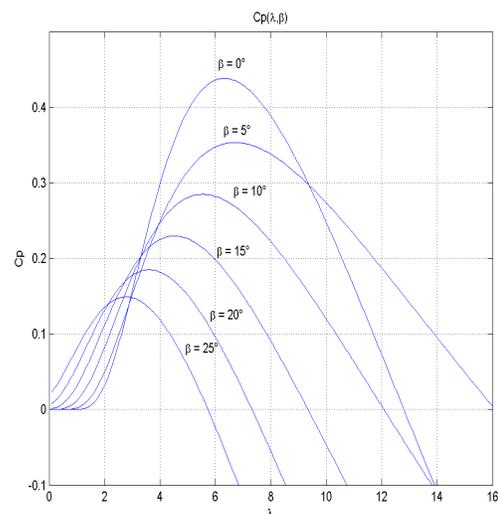


Fig.1: Coeficiente de potencia (C_p) de turbina eólica en función de la velocidad específica (λ) y ángulo de paso (β) [2].

¹ No se considera la región de control asociada al arranque de la turbina, dado que no se encuentra dentro del alcance del presente trabajo.

V. DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL

Cada región de operación está delimitada por un rango de velocidad de viento y caracterizada por una determinada estrategia de control que persigue un objetivo en particular, según lo detallado en la sección II y resumido en la Tabla I, es por ello que resulta necesario que el sistema de control de la turbina tenga una estructura del tipo *gain scheduling* que presente la flexibilidad de conmutar de controladores de acuerdo a la velocidad de viento incidente en la turbina, tal como es estudiado en [12].

Paralelamente, las referencias de par y velocidad creadas por el sistema de control de la turbina son las consignas que ha de tomar el sistema de control del convertidor rotórico, a efectos de generar la tensión y frecuencia necesaria en bornes del rotor del generador de inducción a efectos de cumplir con los requisitos operativos necesarios, de acuerdo a la región en la cual se encuentre trabajando la turbina. Este sistema de control ha sido incluido en los lazos de control presentados, a los efectos de observar en la simulación su repercusión en el sistema de control de la turbina, y como se observará en las simulaciones, la rapidez de la acción del control del convertidor rotórico será lo suficientemente elevada y no repercutirá en la dinámica del control de la turbina.

TABLA I
REGIONES OPERATIVAS DE LA TURBINA EÓLICA IMPLEMENTADA

REGIÓN DE VIENTO	ω_t	τ_t	VELOCIDAD GIRO EN EJE	β
Velocidades bajas	$< \omega_{nom}$	$< \tau_{nom}$	variable	0° (fijo)
Velocidades intermedias	$= \omega_{nom}$	$< \tau_{nom}$	fija	0° (fijo)
Velocidades altas	$= \omega_{nom}$	$= \tau_{nom}$	fija	variable

A. Control en la región de velocidades bajas

En esta región, el objetivo fundamental es extraer tanta potencia del viento como sea posible, para ello, se debe controlar la velocidad en el eje del generador de forma tal que la velocidad específica permanezca constante en su valor óptimo y el ángulo de paso β se mantenga en cero, de acuerdo a la Fig.2.:

$$\omega_{g_ref} = \frac{G\lambda_{opt}}{R}v \Rightarrow C_p(\lambda_{opt}, 0) = C_{PMAX} \quad (4)$$

Bajo esta consigna de trabajo, el par desarrollado por la turbina está dado por la ecuación (5), donde k_{opt} es una constante que depende de las características constructivas de la turbina y surge de la manipulación directa de la expresión (1) bajo las condiciones de trabajo descriptas.

$$\tau_t = k_{opt} \omega_t^2 \quad (5)$$

La consigna del par electromagnético a desarrollar por el generador deberá ser de forma tal que permita seguir el punto óptimo para toda variación de la velocidad de viento dentro de todo el rango que caracteriza esta región operativa.

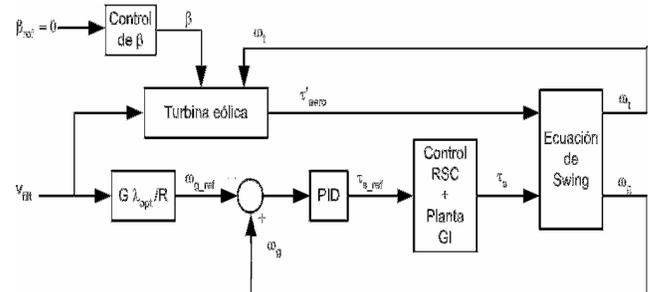


Fig.2: Sistema de control en la región de velocidades bajas.

B. Control en la región de velocidades intermedias

La estrategia de control planteada en la sección anterior es válida siempre y cuando la velocidad de rotación se mantenga por debajo de su valor nominal. A partir de la velocidad de viento que constituye el inicio de esta zona, la velocidad de referencia en el eje del generador será la nominal, según Fig.3.

$$\omega_{g_ref} = \omega_{gnom} \Rightarrow C_p\left(\frac{R\omega_{gnom}}{v}, 0\right) < C_{PMAX} \quad (6)$$

Motivo por el cual, el coeficiente de potencia deja de operar en su punto óptimo, conforme aumenta la velocidad de viento. Dado que la velocidad deberá permanecer constante, en esta región operativa el par desarrollado por el generador deberá ser igual al par desarrollado por la turbina y el aumento de extracción de potencia toma lugar mediante el aumento del par experimentado en el aerogenerador.

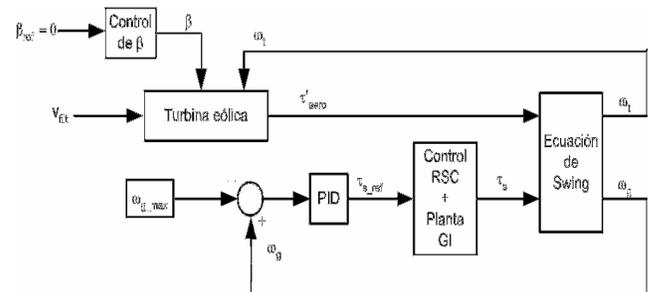


Fig.3: Sistema de control en la región de velocidades intermedias.

C. Control en la región de velocidades altas

El aumento de par debido al aumento de velocidad de viento referido en la sección anterior tomará lugar siempre y cuando el mismo no rebase su valor nominal. En esta región se

controlará tanto la velocidad de rotación como el par desarrollado por la turbina, produciéndose entonces, la potencia nominal mediante la regulación de β , para todo el rango de velocidades que corresponden desde la velocidad de viento nominal, hasta la velocidad de corte de la turbina.

En caso de producirse un aumento del par de la turbina debido al aumento de la velocidad del viento, se produciría un aumento de velocidad de rotación en el eje; el incremento de la velocidad de rotación respecto a la velocidad máxima de giro del generador constituirá la entrada del controlador PID que generará la referencia de β que regulará el par a su valor nominal (ver Fig.4).

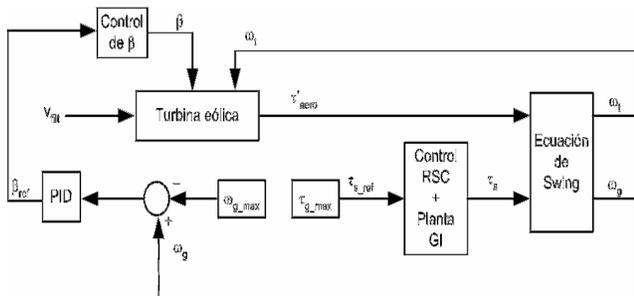


Fig.4: Sistema de control en la región de velocidades altas.

Dada la gran masa de las aspas de la turbina, y el tiempo de actuación de los servomecanismos asociados al cambio de ángulo de paso, existirá una máxima velocidad de incremento del ángulo de paso, supuesta en este caso de 10°/s, de acuerdo a la Fig.5. Se debe puntualizar además que el ángulo de paso deberá variar entre cero (aspas enfrentadas al perfil de velocidad de viento incidente) y noventa grados (aspas colineales al perfil de velocidad de viento).

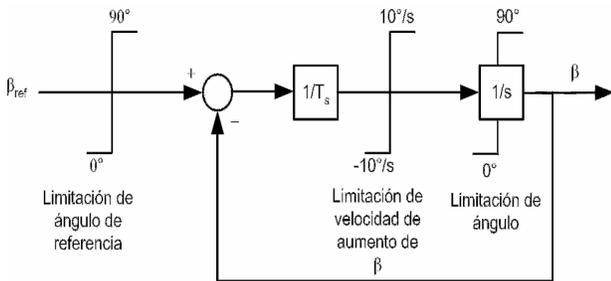


Fig.5: Lazo de control del ángulo de paso β

D. Esquema de control gain scheduling

En función de la velocidad de viento que define la región de operación de la turbina, y de los esquemas de control presentados en las secciones anteriores, se implantó el sistema de control gain scheduling de la Fig.6.

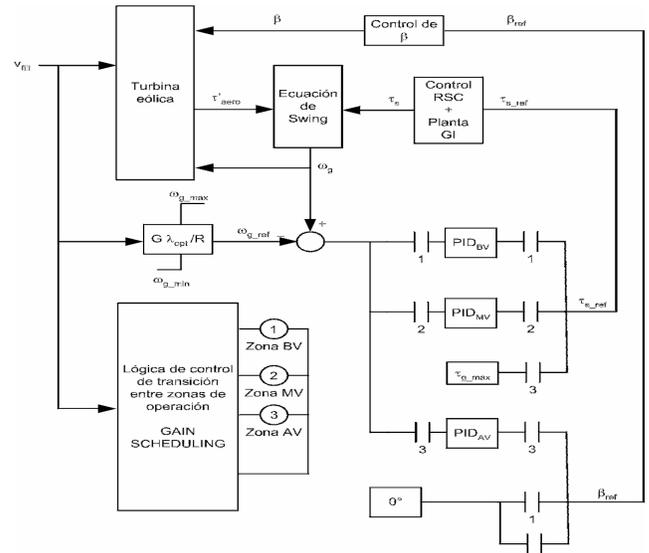


Fig.6: Sistema de control de la turbina integrado en estructura gain scheduling

VI. SIMULACIONES

Se presentarán dos escenarios de simulación: el primero consiste en observar la evolución de las magnitudes que definen el comportamiento de la turbina frente a un incremento y decremento de velocidad de viento dentro de la zona de bajas velocidades; y el segundo, una rampa de velocidad de viento abarcando las tres regiones operativas descriptas con un aumento de velocidad de viento de 1.5 m/s².

A. Simulación en la región de bajas velocidades de viento

El aerogenerador se encuentra inicialmente trabajando en un punto de equilibrio, produciendo 500kW de potencia y se aplica un perfil de variación en la velocidad del viento de acuerdo a la Fig.7., manteniéndose siempre dentro de la región de bajas velocidades.

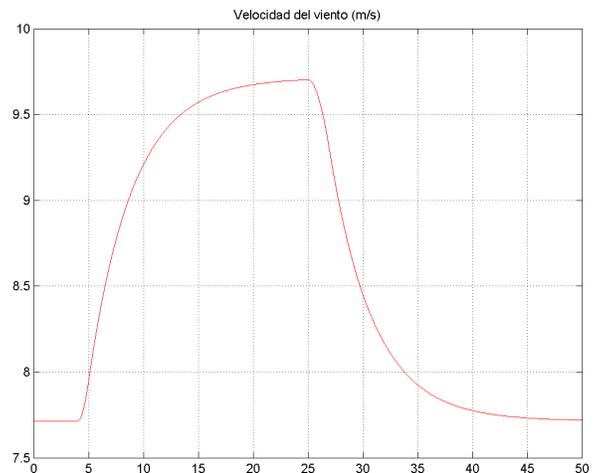
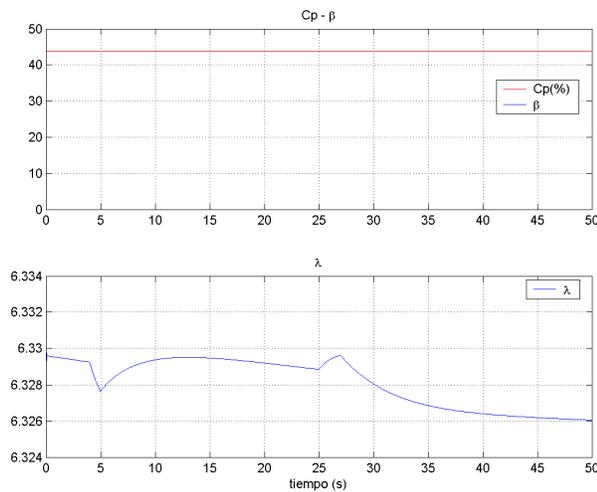
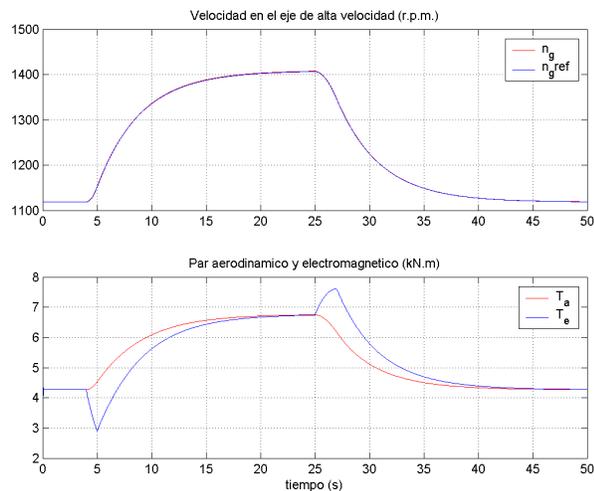


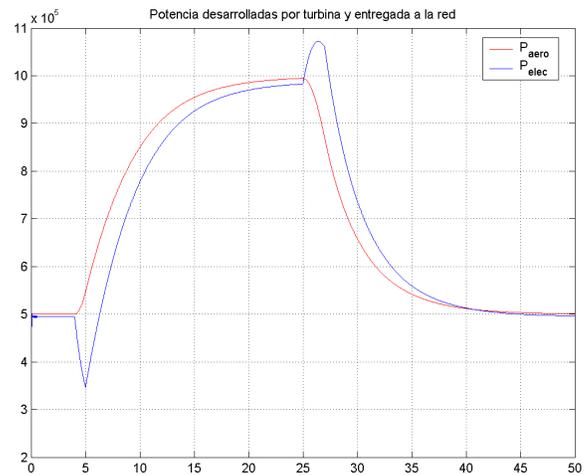
Fig.7: Velocidad de viento (m/s) – tiempo (s)

Fig.8: Coeficiente de potencia (C_p) – velocidad específica (λ)

Se puede observar en la Fig.8 que el error relativo máximo respecto al valor óptimo de velocidad específica es menor al 0.08% manteniendo al coeficiente de potencia en su valor máximo como era previsible.

Fig.9: Velocidad de generador (r.p.m.) – Par de turbina (T_a) y electromagnético (T_e)

Se observa en la Fig.9 el seguimiento de la velocidad de referencia establecida por el sistema de control y el par desarrollado tanto por la turbina como por el generador. Cabe destacar que la diferencia existente entre el par de la turbina y el electromagnético corresponde a la aceleración o desaceleración que debe experimentar el aerogenerador debido al aumento o disminución de la velocidad del viento para poder realizar el seguimiento del punto óptimo, llegando luego de varios segundos al nuevo punto de equilibrio. El lazo externo de control de la región de bajas velocidades establece la velocidad de referencia para el seguimiento del punto óptimo y el lazo interno determina el par electromagnético necesario que permita este seguimiento.

Fig.10: Potencia extraída por la turbina (P_{aero}) y potencia entregada a la red eléctrica (P_{elec}).

Finalmente se puede observar en la Fig.10 y como consecuencia de las variaciones experimentadas en el par desarrollado, que frente a variaciones de velocidad de viento, la potencia entregada a la red por parte del generador será diferente a la potencia extraída por la turbina. En un proceso de aceleración debido al aumento de velocidad del viento, la potencia entregada a la red es menor que la potencia extraída del viento, y en caso de desaceleración, la potencia entregada a la red será mayor que la que extrae la turbina. Este fenómeno ocurre dado que al acelerar el aerogenerador, parte de la energía extraída por la turbina se almacena como energía cinética en el rotor, y al desacelerar, esta energía se devuelve a la red, siempre siguiendo el punto óptimo de extracción de potencia.

B. Simulación en todo el rango de velocidades de viento

En este caso, el aerogenerador se encuentra trabajando inicialmente en un punto de equilibrio en la región de bajas velocidades, generando aproximadamente 750kW de potencia a 8.8m/s y se aplica una rampa según la Fig.11 con una aceleración que llega a los 1.5m/s², hasta llegar aproximadamente a los 25m/s, por lo cual, pasa por todas las zonas operativas descritas.

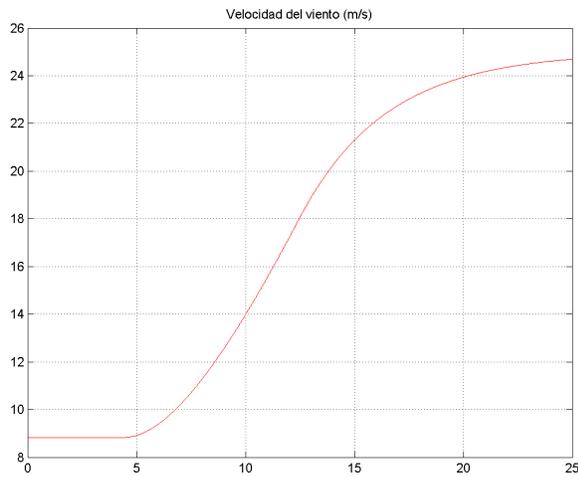


Fig. 11: Velocidad de viento (m/s) – tiempo (s)

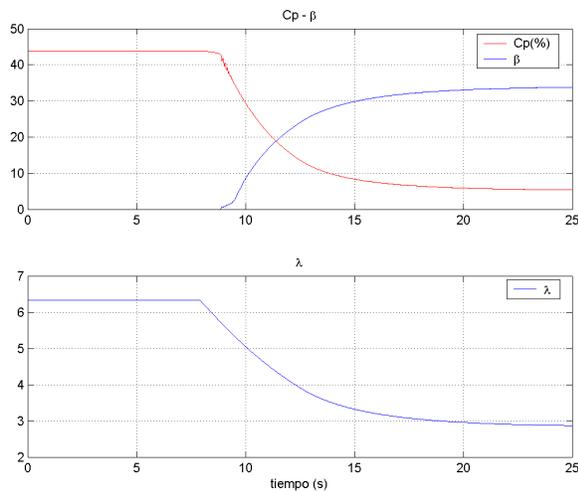


Fig. 12: Coeficiente de potencia (C_p), velocidad específica (λ), y ángulo de paso (β)

En este caso se observa que tanto la velocidad específica como el coeficiente de potencia permanecen constantes hasta los 7.9 segundos de simulación, encontrándose la turbina en la región de bajas velocidades según lo descrito en la sección anterior.

A partir de los 7.9 segundos, la velocidad de viento es lo suficientemente alta (ver Fig.13) como para que el generador trabaje a su máxima velocidad de rotación, motivo por el cual, el aerogenerador comienza a operar en la zona de velocidades intermedias, caracterizada por un descenso de la velocidad específica y perdiendo la capacidad de seguir el punto óptimo, habiendo una leve caída en el coeficiente de potencia que operará en un entorno del punto óptimo, pero no sobre el mismo. Paralelamente, al fijarse la velocidad de rotación de referencia en el valor nominal, el par desarrollado por el generador y la turbina deberán ser iguales en esta región operativa; todo aumento de potencia generada por aumento de la velocidad del viento se traducirá en un aumento del par desarrollado por la turbina, que será equiparado por el par electromagnético.

A los 8.9 segundos de simulación el aumento de velocidad de viento produce el par nominal en la turbina, comenzando a trabajar en la zona de altas velocidades, activándose el control de *pitch* para permitir regular el par a su valor nominal frente al aumento de velocidad de viento según la Fig.11, y permitiendo que la potencia generada sea igual a los 2MW nominales, mediante el incremento del ángulo β .

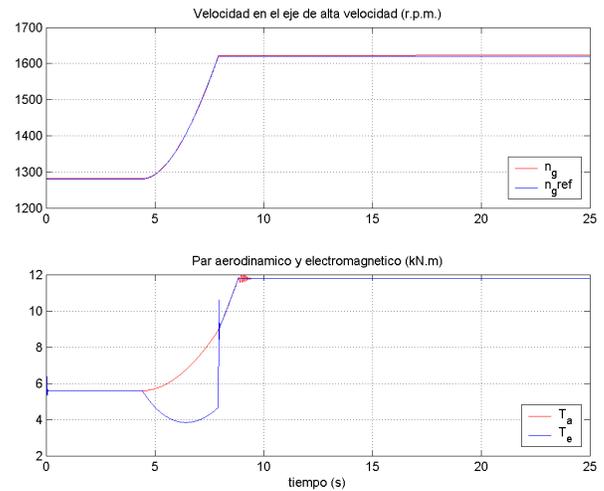


Fig. 13: Velocidad de generador (r.p.m.) – Par de turbina (T_a) y electromagnético (T_e)

En la Fig. 14 y Fig. 15 se compara la potencia extraída por la turbina y la entregada a la red por el generador. Cabe destacar que la diferencia entre las potencias es consecuencia de la aceleración necesaria para seguir el punto óptimo en la zona de bajas velocidades, dado que a mayor aceleración, mayor deberá ser la diferencia entre el par electromagnético y el par de la turbina.

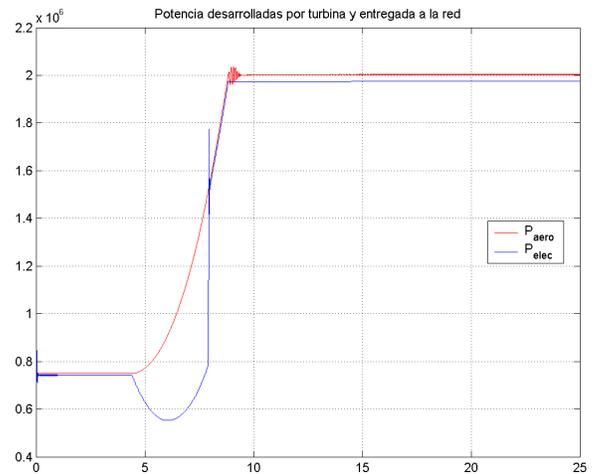


Fig. 14: Potencia extraída por la turbina (P_{aero}) y potencia entregada a la red eléctrica (P_{elec}).

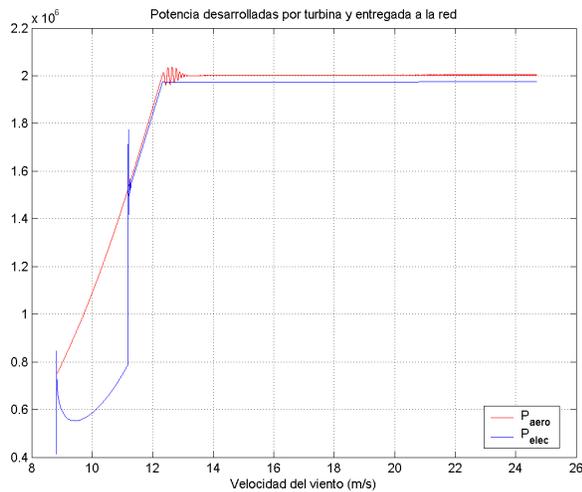


Fig. 15: Potencia extraída por la turbina (P_{aero}) y potencia entregada a la red eléctrica (P_{elec}) en función de la velocidad del viento para el perfil de velocidad de viento de la Fig. 11

Es importante observar en la Fig 15 que la curva de potencia como función de la velocidad del viento del generador es diferente a la curva de la turbina debido a la operación de la región de bajas velocidades explicada en secciones anteriores, siendo estas curvas idénticas solamente en el caso de régimen estacionario.

Finalmente, en la Fig.16 se grafica el cociente entre el par electromagnético y el par de referencia creado por el sistema de control de la turbina, validando la hipótesis que el control correspondiente al convertidor rotórico tiene un ancho de banda muy alto y es capaz de seguir en forma instantánea la referencia de par impuestas por el sistema de control de la turbina.

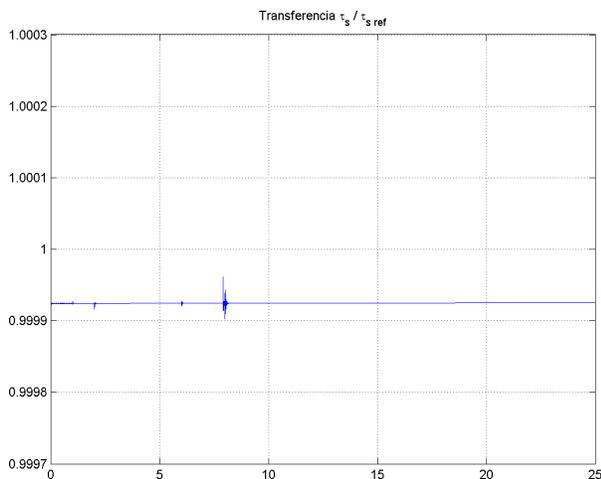


Fig. 16: Transferencia entre el par desarrollado por el generador de inducción y el par de referencia generado por el control de la turbina.

VII. CONCLUSIONES

A partir de la implementación del modelo descrito se concluye lo siguiente:

- 1) La curva potencia – velocidad de la turbina y del generador difieren frente a variaciones en la velocidad del viento, siendo iguales solamente en régimen estático, debido a las diferencias de par entre el generador y la turbina que posibilitan el seguimiento de la velocidad de referencia que asegura el funcionamiento óptimo de la turbina, en la región de bajas velocidades. En la región de velocidades intermedias y altas, las curvas potencia – velocidad del generador y turbina coinciden independientemente de las variaciones que puedan existir en la velocidad del viento.
- 2) El punto óptimo maximiza la extracción de energía del viento, almacenando una fracción de la misma como energía cinética en el rotor del aerogenerador en caso de aumento de la velocidad del viento, y la fracción restante se vuelca a la red como energía eléctrica por parte del generador; asimismo, en el proceso de desaceleración, el par electromagnético deberá ser mayor al par de la turbina provocando que parte de la energía cinética almacenada en el rotor se vuelque a la red en forma de energía eléctrica.
- 3) El lazo de control del convertidor rotórico tiene un ancho de banda significativamente mayor al del sistema de control de la turbina, motivo por el cual es válido suponer que el par de referencia generado por el sistema de control de la turbina es reproducido en forma instantánea por el generador de inducción.

VIII. APÉNDICE

A. Datos del generador

U_n : 690V – 50Hz
 P_n : 2.000kW
 p : 4
 J_g : 70 kg.m²
 $n_{g,max}$: 1620 r.p.m.
 r_s : 1.5m Ω
 r'_r : 2.0m Ω (referida al estator)
 L_m : 2.4mH
 L_s : 2.5mH
 L'_s : 2.5mH
 L'_r : 2.5mH (referida al estator)

B. Datos de la turbina y tren de engranajes

La curva $C_p(\lambda, \beta)$ utilizada para las simulaciones correspondiente a la turbina de 2MW es la siguiente [2]:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (7)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

El máximo absoluto es $C_p(6.325, 0) = 0.4382$

P_n : 2.000kW
 R = 37.5m
 ρ = 1.225 kg/m³
 J_t : 1.4x10⁶ kg.m²
 n_{t_max} : 18 r.p.m.
 G = 90

IX. REFERENCIAS

- [1] Fernando D. Bianchi, Hernán de Battista, Ricardo J. Mantz "Wind turbina control systems: principles, modelling and gain scheduling design," *Springer*. 2006.
- [2] A. Perdana, O. Carlson, and J.Persson. "Dynamic response of grid connected wind turbina with doubly fed induction generator during disturbances". *Nordic Workshop on power and industrial electronics. Trondheim 2004*.
- [3] Shuhui Li, Timothy A. Haskew. "Analysis of decoupled dq vector control in DFIG back-to-back PWM converter".
- [4] HU Jia-Bing, He Yi-kang. "Dynamic modelling and robust current control of wind turbina driven DFIG during external AC voltage dip". *Journal of Zhejiang University*. 2006.
- [5] Shuhui Li, Timothy A. Haskew. "Integrating electrical and aerodynamic characteristics for DFIG speed control study".
- [6] "Decoupled control of active and reactive power for a grid connected doubly fed induction generator". *DRPT2008 6-9 April 2008. Nanjing China*.
- [7] Lie Xu, Phillip Cartwright. "Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy conversion" *IEEE Transactions on energy conversion. Vol.21, No.3, September 2006*.
- [8] D.Aouzellag, K. Ghedamsi, E.M. Berkouk "Power control of a variable speed wind turbina driving a DFIG".
- [9] T. Gennam, E.M. Berkouk, B. Francois. "Modelling and control of a doubly fed induction generator (DFIG) based wind conversion system".
- [10] Thomas Ackermann. "Wind Power in Power Systems". *John Wiley & Sons*. 2005
- [11] Ion Boldea Syed A. Nasar. "The Induction Machine Handbook". CRC Press, 2002.
- [12] A. Kulka. "Pitch and torque control of variable speed wind turbines". *Msc.Thesis. Chalmers University of Technology. Goteborg.2004*
- [13] E. Muljadi. C.P. Butterfield "Pitch controlled variable speed wind turbina generation" *NREL/CP-500-27143. February 2000*.
- [14] J.G. Sloopweg, H.Polinder, W.L. Kling. "Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator"
- [15] Shuhui Li, Rajab Challao, Marty J. Nemmers. "Comparative study of DFIG power control using stator-voltage and stator-flux oriented frames".
- [16] F.Poitiers, M. Machmoum. R. Le Doeuff, M. E. Zaim. "Control of a doubly fed induction generator for wind energy conversion systems". *Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes, Saint Nazaire, France*.
- [17] C. Jauch. "Stability and Control of Wind Farms in Power Systems" *Ph.D. Thesis Risø National Laboratory. Roskilde. Denmark. 2006*.
- [18] V. Akhmatov. "Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amounts of wind power" *Ph.D. Thesis. Electric Power Engineering, Ørsted-DTU. Technical University of Denmark. 2003*.
- [19] T. Petru. T.Thiringer. "Modelling of wind turbines for power systems studies". *Power systems, IEEE transactions, 2002, 17, 1132-1139*.
- [20] Y. Li, A. Mullane, G. Lightbody, R. Yacamini "Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration

studies". *IEEE transactions on energy conversion. Vol.21. No.1. March 2006*.

X. BIOGRAFÍA

Fernando Berrutti nació en Montevideo, Uruguay en 1980. Se graduó como Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería (UdelaR) en el año 2006. Actualmente es docente ayudante del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería (UdelaR). Desde 2007 se desempeña como especialista en proyectos eléctricos en la Gerencia Proyectos y Normalización de UTE.