Reporte de Investigación
2007-02

Modelación del Rotor de Turbinas de Viento en Simulación de Sistemas de Potencia: Parte I

Responsables: Francisco M. González-Longatt
Supervisor: Francisco M. González-Longatt

Línea de Investigación:
Fuentes Alternas de Energía
y
Generación Distribuida

Descripción de Modelo de Bloque Básico de Turbinas de Viento

Las modernas turbinas de viento son complejas y técnicamente avanzadas en construcción. Los modelos de turbinas de viento en varios programas de simulación reflejan esta complejidad. Además, los modelos de las turbinas de viento en varios programas de simulación –también los modelos de todos los componentes- son normalmente diseñados para cumplir con un propósito específico para el cual el programa de simulación es diseñado. De tal modo, los modelos de simulación en diferentes programas de simulación pueden diferir substancialmente y pueden requerir muy diferentes tipos de datos, frecuentemente con niveles de detalles muy variables en varias partes de la construcción.

Sin embargo, considerando la modelación, en la mayoría de los casos pueden ser representados por un modelo genérico con seis bloques de modelos elementales y sus interconexiones (ver la Figura 1) o por lago similar, dependiendo de la turbina de viento especifica en cuestión. Los seis elementos de modelo, serás descritos en las próximas sub-secciones, son la representación de:

- Sistema aerodinámico.
- Sistema mecánico (rotor de la turbina, ejes, caja convertidota, y el rotor del generador.
- Cadena del generador (generador y convertidores electrónicos de potencia).
- Sistema de control de paso.
- Sistema de control de la turbina de viento.
- Sistema de protección de la turbina de viento.

Para cualquier modelo de turbina de viento especifico en cualquier programa de simulación, debe ser posible identificar todas las partes del modelo con algo en el modelo genérico. De tal modo, debe ser también posible asociar todos los datos en el modelo con un significado fisico en este modelo genérico.

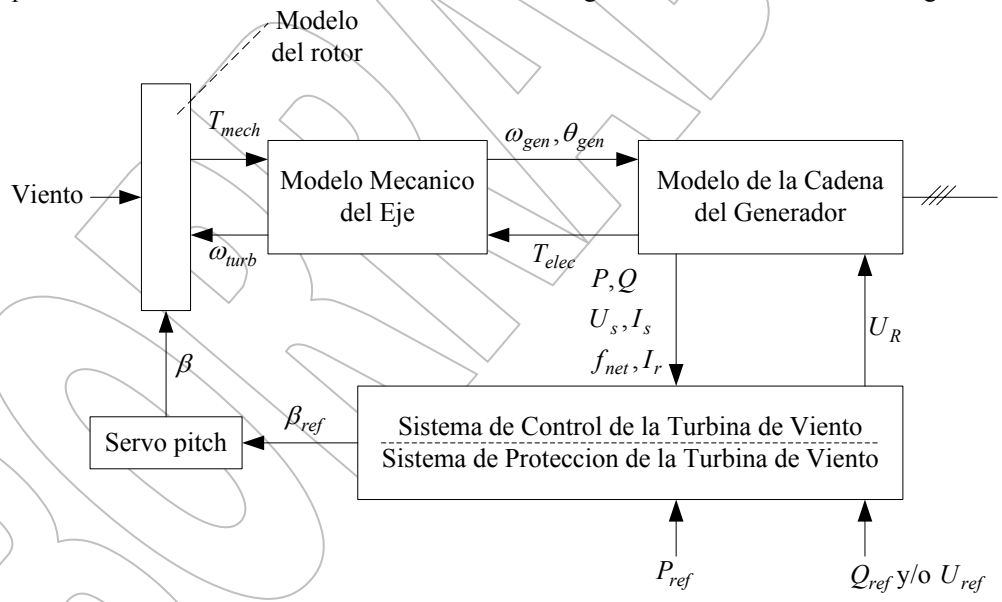


Figura 1. Diagrama de Bloque de un modelo genérico de turbina de viento. *Nota:* f_{net} = frecuencia electrica de la red, I_s = corriente del estator, I_r = corriente del rotor, P = potencia activa, Pref = potencia activa de referencia, Q = potencia reactiva, Q_{ref} = potencia reactiva de referencia, U_s = voltaje del estator, Ur = voltaje del rotor, ω_{turb} = velocidad rotacional de la turbina, T_{elec} = torque eléctrico, T_{mech} = torque mecánico, ω_{gen} = velocidad de giro del rotor del generador, θ_{gen} = ángulo del rotor del generador.

Sistema Aerodinámico

Los sistemas aerodinámicos de la turbina de viento es el rotor de la turbina (es decir, las palas de la turbina de viento). El rotor de la turbina reduce la velocidad del aire y al mimo tiempo transforma la energía cinética absorbía del aire en la potencia mecánica, P_{mech}. Una turbina de viento específica es representada por datos que describen el diseño de construcción de la turbina de viento. Además de los datos

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

de diseño constructivo, la potencia mecánica de salida de la turbina de viento, depende de la velocidad del viento v_{wind}, el ángulo de paso, β, de las palas de la turbina y la velocidad rotacional ω_{turb}, del rotor de la turbina.

Descripción Básica del Rotor de la Turbina

Desde el punto de vista físico, las características estáticas del rotor de una turbina de viento, puede ser descrito por la relación entre la potencia en el viento y la potencia mecánica de la turbina de viento. La relación es fácilmente descrita, comenzando con el viento que entra en el área cubierta por el rotor. Se puede demostrar que la energía cinética de un cilindro de radio R viajando con la velocidad del viento v_{wind}, corresponde a una potencia total P_{wind}, dentro del área cubierta por el rotor de una turbina de viento. Esta potencia, P_{wind}, puede ser expresada por:

$$P_{wind} = \frac{1}{2}\rho_{air}\pi R^2 v_{wind}^2 \tag{1}$$

Donde ρ_{air} es a densidad del aire (= 1.225 kg/m^3), R es el radio del rotor y v_{wind} es la velocidad del viento.

No es posible extraer toda la energía cinética del viento, debido a que esto significaría que el aire no se movería directamente detrás de la turbina. Esto no permitiría que el aire fluya mas allá de la turbina de viento, y claramente esto no podría representar una condición física de régimen estacionario. La velocidad del viento es solamente reducida por la turbina de viento, la cual entonces extrae solo una fracción de la potencia en el viento. Esta fracción es denominada el coeficiente de potencia, C_p de la turbina de viento. La potencia mecánica, P_{mech}, de la turbina de viento s entonces –por definición de C_p- dada por la potencia en el viento P_{wind} usando la siguiente ecuación.

$$P_{wind} = C_p P_{wind} \tag{2}$$

Se puede demostrar que el limite teórico del limite superior de C_p es 16/27 (aproximadamente 0.593), que es, que teóricamente solo es posible extraer aproximadamente el 59% de la energía cinética del viento. Esto es conocido como el límite de Betz. Para una comparación, las modernas turbinas de viento con tres palas, posee un óptimo valor de C_p en el rango de 0.52-0.55, cuando es medido a la altura del eje.

En algunos casos, C_p, es especificado con respecto a la potencia eléctrica en y terminales del generador mas que la potencia mecánica en el eje de la turbina, que es, las perdidas en la caja convertidora y el generador que son deducidas desde el valor de C_p. Cuando esta especificado de esta manera, las moderas turbinas de viento de tres palas poseen un optimo valor en el rango de 0.46 a 0.48. De la manera, es necesario entender que cuando los valores de C_p están especificados como un coeficiente de potencia eléctrica o mecánica.

Si el torque T_{mech} es aplicado en vez de potencia P_{mech}, es conveniente calcularla desde la potencia P_{mech}, Por el uso de la velocidad rotacional de la turbina, ω_{turb}:

$$T_{mech} = \frac{P_{mech}}{\omega_{turb}} \tag{3}$$

Es claro que desde el punto de vista físico que la potencia P_{mech}, que es extraída desde el viento dependerá de la velocidad rotacional, la velocidad del viento y el ángulo de la pala, β. De tal modo, P_{mech}, y de ahí también C_p debe ser expresado como una función de esas cantidades.

$$P_{mech} = f_{P_{mec}}\left(\omega_{turb}, v_{wind}, \beta\right) \tag{4}$$

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Ahora, las fuerzas del viento en la sección de la pala –y de tal modo que es posible la extracción de energía- dependerán del ángulo de incidencia φ entre el plano de la pala del motor que se mueve y la velocidad relativa del viento v_{rel} (ver Figura 2) como se ve desde las palas móviles.

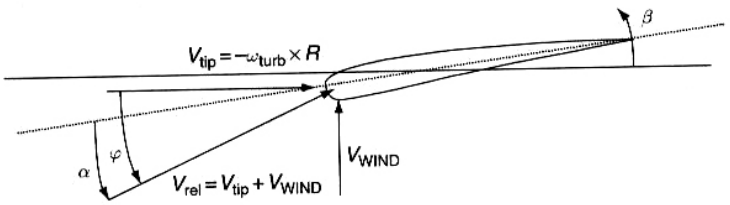


Figura 2. Ilustración de las condiciones de viento alrededor de la pala. *Nota*: V_{tip} = velocidad de la punta, ω_{turb} = velocidad rotacional de la turbina, R = radio del rotor, v_{rel} = velocidad relativa del viento, v_{wind} = velocidad del viento; α = ángulo de ataque, φ = ángulo de incidencia entre el plano del rotor y v_{rel}; β = ángulo de la pala.

Consideraciones geométricas simples, en la cual se ignora la turbulencia creada por la punta de la pala (la también llamada representación aerodinámica en dos dimensiones muestra que el ángulo de incidencia φ es determinado por la velocidad de viento incidente v_{wind} y la velocidad de la pala. La punta de la pala esta moviéndose con velocidad v_{tip}, igual a $\omega_{turb}R$. Esto es ilustrado en la Figura 2. Otro término comúnmente empleado en la aerodinámica de la turbina de viento es la relación de velocidad de punta de la pala, λ la cual es definida como:

$$\lambda = \frac{\omega_{turb} R}{v_{wind}} \tag{5}$$

El más alto valor de C_p son típicamente obtenidos para valores de λ en el rango de 8 a 9 (cuando la punta de las palas se mueven 8 a 9 veces mas rápido que el viento que le impacta). Esto significa que el ángulo entre la velocidad del aire relativa –como es vista desde la punta de la pala- y el plano del rotor es mas que el ángulo agudo. De tal modo que el ángulo de incidencia φ es mas convenientemente calculado como:

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{v_{wind}}{\omega_{turb} R}\right) \tag{6}$$

Se puede notar que el ángulo de incidencia φ es definido a la punta de las palas, y el ángulo local variara a lo largo de la longitud de la pala, desde el eje ($r = 0$) hasta la punta de la pala, ($r = R$), y de tal modo, que el valor local de φ dependerá de la posición a lo largo de la pala.

En las turbinas de viento modernas, es posible ajustar el ángulo de paso β, de la pala entera a través de un servomecanismo. Si la pala es girada, el ángulo de ataque α entre la pala y la velocidad del viento relativo, v_{rel}, será cambiado en consecuencia. Otra vez es claro, desde la perspectiva física que las fuerzas del viento relativo en la pala, y con ello también la extracción de energía, dependerá del ángulo de ataque α entre el rotor que gira y la velocidad relativa del viento v_{rel}, que es vista desde la palas que giran.

En lo sucesivo C_p puede ser expresado como una función de α y β:

$$C_p = f_{C_p}(\lambda, \beta) \tag{7}$$

C_p es una función altamente no lineal de λ y β. Se debe notar que una de las principales desventajas de un enfoque que incluye C_p, λ y β, es que esas cantidades son normalizadas y entonces comparables, no importando el tamaño de la turbina de viento.

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

En las mas antiguas y simples turbinas de viento, las palas están fijas en una posición angular fija, lo cual significa que el ángulo de la pala β es constante (β_{const}). Esto es llamado control de entrada en perdida (o perdida pasiva), debido a que las palas de las turbinas entran en perdida aerodinámica a altas velocidades de viento, y entonces automáticamente reduce el empuje en las palas de las turbinas. Con un ángulo fijo del paso de las palas, la relación entre la coeficiente de eficiencia de potencia $C_p(\lambda, \beta_{const})$ y la velocidad de punta de la pala λ, será una curva de forma similar a una mostrada en la Figura 3(a).

Asumiendo una velocidad de viento constante, v_{wind}, la relación de velocidad de punta λ, variará proporcionalmente a la velocidad rotacional del rotor de la turbina. Ahora, si la curva C_p- λ, es conocido para una turbina de viento especifico con un radio R de turbina, es fácil construir la curva de C_p contra la velocidad rotacional para cualquier velocidad de viento v_{wind}. Las curvas de C_p contra la velocidad rotacional será de idéntica forma para diferentes velocidades de viento pero variará en la forma de su forma aguda a lo largo del eje de velocidad rotacional, como es ilustrado en la Figura 3(b). De tal modo, el punto operacional de la turbina de viento dado por v_{wind} es, como se muestra en la Figura 3(a), determinado por la intercepción de la velocidad del rotor en el punto λ_{opt}. La velocidad óptima del rotor de la turbina de viento $\omega_{turb,opt}$ es entonces encontrado reescribiendo la ecuación (5) como sigue:

$$\omega_{turb,opt} = \frac{\lambda_{opt} v_{wind}}{R} \tag{8}$$

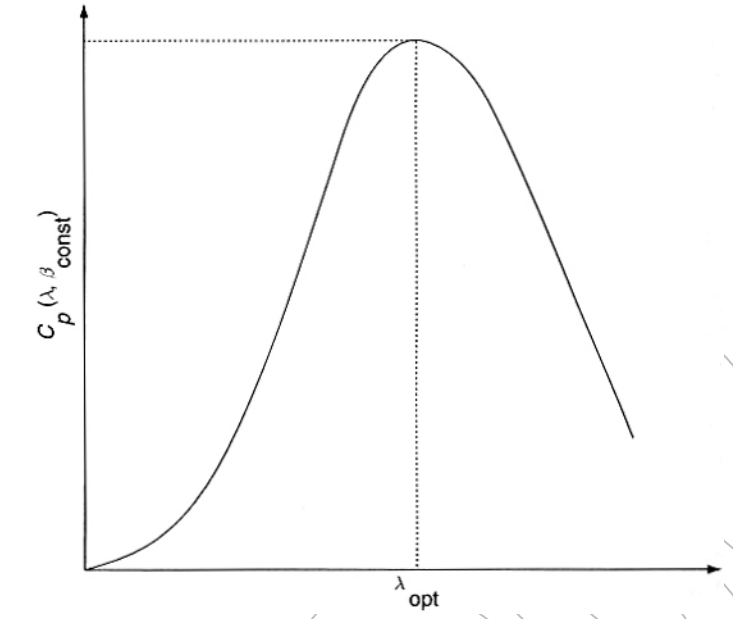
La velocidad óptima del rotor a una velocidad de viento dada puede también ser encontrada desde la Figura 3(b). Obsérvese que la velocidad rotacional óptima para una velocidad de viento específica depende del radio de la turbina, R, el cual se incrementa con la potencia nominal de la turbina. De tal modo, para mayor potencia nominal de la turbina de viento, más baja velocidad rotacional óptima.

Las ecuaciones básicas aerodinámicas de las turbinas de viento proveen el entendimiento de que las turbinas de viento a velocidad fija han de ser diseñadas a fin de que la velocidad rotacional se ajuste a la mayoría de las velocidades de viento en el área de instalación. A todas las otras velocidades de viento, no es posible que la turbina de viento de velocidad fija mantenga la operación con la eficiencia de potencia optimizada.

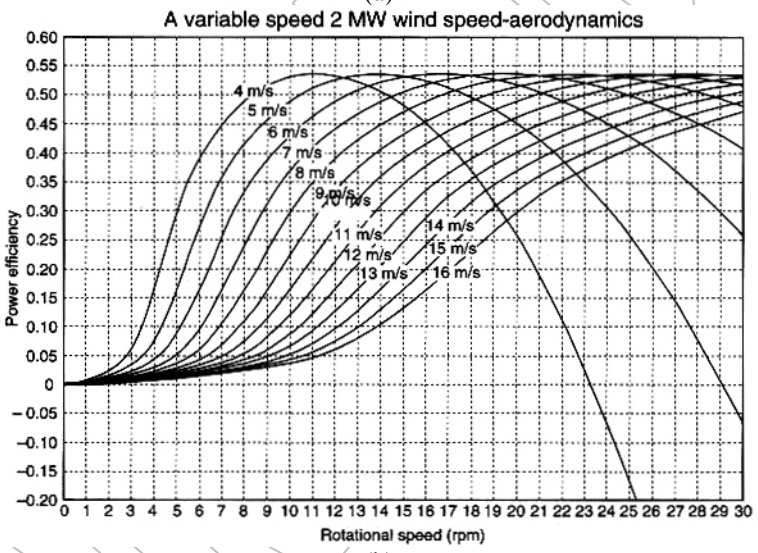
En el caso de las turbinas de viento a velocidad variable, la velocidad de rotación de la turbina de viento es ajustada sobre un amplio rango de velocidades de viento, tal que la relación de velocidad de punta λ es mantenida a λ_{opt}. De tal modo, el coeficiente de potencia C_p, alcanza su máximo y, consecuentemente, la potencia mecánica de salida de una turbina de viento a velocidad variable será más alta que una turbina de viento similar de velocidad de viento sobre un más amplio rango de velocidades de viento. A mas altas velocidades de viento, la potencia mecánica es mantenida a nivel nominal de la turbina de viento por el ajuste del ángulo de paso de las palas de la turbina.

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

BORRADOR



(a)



(b)

Figura 3. Coeficiente de eficiencia de potencia C_p, para un ángulo de pala fijo (a) C_p como una función de la relación de velocidad de la pala, λ y (b) C_p como una función de la velocidad rotacional para varias velocidades de viento (4-16m/s).

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Diferentes Representaciones del Rotor de la Turbina

El elemento básico de una aeroturbina o turbina de viento es el *rotor*, que está formado por una o *varias hélices o palas*, (su teoría de cálculo elemental es análoga a la de las hélices de avión).

Potencia Constante

La forma más simple de representación de una turbina de viento es asumir una entrada mecánica constante. La entrada mecánica puede ser seleccionada ya sea potencia mecánica o torque mecánico, y entonces las otras cantidades son calculadas a partir de la ecuación (3).

$$T_{mech} = \frac{P_{mech}}{\omega_{turb}} \tag{3}$$

Aunque las dos formas son posibles, se recomienda fuertemente la representación de potencia constante. Si torque constante es aplicado, la potencia mecánica en el modelo variará proporcionalmente

Si un torque constante es aplicado, la potencia mecánica en el modelo variará proporcionalmente con la velocidad rotacional. En ciertos casos, esto resulta en un modelo numéricamente inestable. En contraste, en la representación de potencia constante, el torque es una función inversa de la velocidad rotacional y en tal sentido introduce un término intrínsecamente estabilizante que en la mayoría de los casos reflejara el desempeño físico de la turbina de viento menos precisamente que un modelo de potencia constante.

Funciones o Aproximaciones de Polinomios

Funciones y polinomios aproximantes son una vía de obtener una representación relativamente precisa de la turbina de viento, usando solamente unos pocos parámetros de datos de entrada al modelo de la turbina de viento. Los diferentes modelos matemáticos pueden ser más o menos complejos, y ellos pueden involucrar muy diferentes enfoques matemáticos, pero todos deben generar curvas con la misma forma fundamental que aquellas de la turbina de viento física.

Como previamente se ha mencionado, la ventaja de la representación C_p-λ-β, es que es una representación normalizada. Por esa razón la representación C_p-λ-β, son conveniente para el uso en la conexión con funciones o polinomios aproximantes.

Como un simple ejemplo de tal función, considere la siguiente función polinomica aproximante:

$$C_p = C_{p,\max}\left[1 - k_\lambda\left(\lambda - \lambda_{opt}\right)^2\right]\left[1 - k_\beta\left(\beta - \beta_{opt}\right)^2\right] \tag{9}$$

Esta función es caracterizada por solamente cinco parámetros: k_λ, k_β, λ_{opt}, β_{opt}, y $C_{p,max}$ donde k_λ es el coeficiente de la relación de la velocidad de punta de pala, y k_β es el coeficiente de ángulo de paso. El ejemplo nunca ha sido aplicado en estudios reales y es probablemente demasiado simple para la mayoría de las simulaciones de turbinas de viento. Sin embrago, el ejemplo es útil para describir un numero necesario de condiciones para la aproximación polinomial (tal como que un numero de puntos significantes deben ajustar exactamente y que hay continuidad entre esos puntos) y de tal modo también, logra una relativamente alta precisión en la vecindad del punto de trabajo.

Hay otras alternativas, por supuesto, la cuales son basadas en enfoques mas complicados, tal como aproximaciones de mas alto orden, o tipos de funciones completamente diferentes. La expansión en Fourier con funciones trigonometricas, por ejemplo, puede ser una forma razonable para representar una dependencia angular de las palas en las turbinas de viento.

Para las más simples turbinas de viento [por ejemplo, entrada en pérdida pasiva, turbinas de viento de velocidad constante con ángulo de paso constante], el problema es solo en dos dimensiones, debido a que el ángulo de la pala es constante. De tal modo, una más simple curva potencia-velocidad del viento, proveerá la información que es necesaria para determinar la curva C_p-λ. Esto fue demostrado por Akhamatov (1999).

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Para mas avanzadas turbinas de viento con un control del ángulo de paso de la pala (turbinas de viento con velocidad fija o con velocidad variable) el problema se transforma en tridimensional, tal que el controlabilidad del ángulo de paso de la pala debe ser tomado en cuenta. Ejemplos de la aplicación real de funciones aproximados son ilustradas en la Sección 25.5.3 del Ackherman [1]. y en Slootweg, Plinder, and Kling (2002).

Representación en Tabla

En vez de aplicar una función o un polinomio aproximante para C_p es también posible aplicar una más incomoda pero directo enfoque por el simple uso de una tabla de C_p-λ-β. Si el valor de C_p es especificado para un numero de combinaciones de valores de λ y β, los valores de C_p puede ser organizados como una matriz λ-β. Un adecuado método de interpolación debe ser aplicado entre los nodos de la matriz λ-β. La ventaja de la representación por tabla es que es simple de entender y explicar y que la adecuada precisión puede ser alcanzada simplemente por la selección de la adecuada resolución de la matriz. La desventaja es igualmente obvia: las tablas –y de tal modo la cantidad de datos necesarios- puede ser mas substancial.

Método de Momento de Elemento de Pala y Código Aerolástico

Desde la perspectiva física, la presión del viento produce una fuerza en cada pala, la cuales es transformada en un torque en el eje del rotor de la turbina. Una representación de torque es de tal modo, desde la perspectiva física, una vía más natural de modelar el rotor de una turbina de viento. Este modelo de representación es conocido como el método del momento de elemento de pala (*blade element momentum*). Este método es usado para calcular los valores de C_p usados en los mismos enfoques previamente mencionados para representar el rotor de la turbina de viento.

En resumidas cuentas, este método esta basado en una separación de las palas en un numero de seccionales a lo largo de la longitud de cada pala. Cada sección de pala, es entonces caracterizada por la geometría de la pala, y propiedades aerodinámicas son dadas para cada sección desde el eje ($r = 0$) hasta la punta de la pala ($r = R$) como función del radio local r. Se puede calcular, las fuerzas estáticas en el elemento de pala, y en consecuencia el correspondiente torque en el eje, para una velocidad de viento dada, v_{wind}, una velocidad de giro dad, ω_{turb}, del rotor de la turbina, y un ángulo de paso dado β.

Como en las presentaciones previas, esta es una representación aerodinámica estática. El método BEM esta basado en la suposición de que las palas de las turbinas están todas en una condición de régimen estacionario al mismo tiempo; o al menos en una condición de quasi-estacionario. Sin embrago, es posible representar el proceso de transición durante cambios en la velocidad del viento, v_{wind}, velocidad rotacional ω_{turb}, y el ángulo de pala β, por las mismas constantes de tiempo características.

Oye (1986) sugiere un modelo de ingenieria que describe esta modificación del método de BEM. La verificación del modelo aerodinámico del rotor en la sección 27.2.3 del Ackerman muestra el efecto de este modelo aerodinámico de representación. La misma sección también discute el uso de la representación aerodinámica estática y la representación aerodinámica incluyendo el proceso aerodinámico de transición.

Es posible extender el nivel de detalle en el modelo aerodinámico tomando en cuenta la flexibilidad de las planas. Este método es comúnmente referido como código aeroelástico *aeroelastic code* (AEC).

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Referencias Documentales

[1] Ackermann T. *Wind Power in Power Systems*. Jhon Wiley & Sons, Ltd. England, 2005.

[2] Aagaard Madsen. II. (1991) *'Aerodynamics and Structural Dynamics of a Horizontal Axis Wind Turbine: Raw Data Overview'*, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.

[3] Akhmatov, V. (1999) *'Development of Dynamic Wind Turbine Models in Electric Power Supply'*, MSc thesis, Department of Electric Power Engineering, Technical University of Denmark. [in Danish].

[4] Akhmatov. V. (2002) 'Variable Speed Wind Turbines with Doubly-fed Induction Generators, Part I: Modelling in Dynamic Simulation Tools', *Wind Engineering* 26(2) 85-107.

[5] Akhmatov. V. (2003) *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, PhD thesis, Electric Power Engineering. Orsted-DTU, Technical University of Denmark, Denmark.

[6] Akhmatov, V., Knudsen, II. (1999a) 'Dynamic modelling of windmills', conference paper. *IPST'99 International Power System Transients*, Budapest, Hungary.

[7] Akhmatov, V.. Knudsen, H. (I999b) 'Modelling of Windmill Induction Generators in Dynamic Simula¬tion Programs', conference paper BPT99-243. *IEEE Budapest Power Tech '99*, Budapest. Hungary.

[8] Bachmann. U., Erlich. I., Grebe, E. (1999) 'Analysis of Interarea Oscillations in the European Electric Power System in Synchronous Parallel Operation with the Central-European Networks', conference paper BPT99-070, *IEEE. Budapest Power Tech '99*, Budapest, Hungary.

[9] Bruntt. M.. Haysager, J.. Knudsen, H. (1999) 'Incorporation of Wind Power in the East Danish Power System', conference paper BPT99-202, *IEEE Budapest Power Tech "99*, Budapest, Hungary.

[10] Christensen, T., Pedersen, J., Plougmand, L. B., Mogensen, S., Sterndorf, H. (2001)'FLEX5 for Offshore Environments', paper PG 5.8, *EWEC European Wind Energy Conference 2001*. Copenhagen, Denmark.

[11] Freris, L. (1990) Wind Energy Conversion Systems. Prentice Hall, New York.

[12] Gasch. R.. Twelc. J. (2002) Wind Power Plants, James & James, London, UK.

[13] Hansen, M. O. L. (2000) Aerodynamics of Wind Turbines: Rotors, Loads and Structure, James & James, London. UK.

[14] Heier, S. (1996) Windkra lanlagen inn Netzbetrieb, 2nd edn, Teubner, Stuttgart, Germany.

[15] Hinrichsen, E. N. (1984) 'Controls for Variable Pitch Wind Turbine Generators', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS- 103(4) 886—892.

[16] [EC (International Electrotechnical Commission) (1996) 'EMC-Part 3: Limits — Section 7: Assessment of Emission Limits for Fluctuating Loads in MV and HV Power Systems — Basic EMC Publication. (Technical Report)'. (IEC 61000-3-7, [EC), Geneva, Switzerland.

[17] IEC (International Electrotechnical Commission) (1997) 'EMC, Part 4: Testing and Measurement Techniques Section 15: Flickermeter — Functional and Design Specifications', IEC 611)00-4-I5, IEC, Geneva. Switzerland.

[18] Johansen, J. (1999) 'Unsteady Airfoil Flows with Application to Aeroelastic Stability', Rise National Laboratory, Roskilde, Denmark.

[19] Knudsen, Ii., Akhmatov, V. (1999) 'Induction Generator Models in Dynamic Simulation Tools'. conference paper. IPST'99, International Power System Transients, Budapest, Hungary.

[20] Kundur, P. (1967) *Digital Simulation and Analysis of Power System Dinamic Performance*. PhD thesis. Department of Electrical Engineering, University of Toronto. Canada.

[21] Kundur, P. (1994) *Power System Stability and Control*, EPRI, McGraw-Hill, New York.

[22] Noroozian, M.. Knudsen. II., Bruntt, M. (2000) 'Improving a Wind Farm Performance by Reactive Power Compensation', in Proceedings of the *IAST&D International Conference on Power and Energy Systems*. September 2000, Marbella, Spain, pp. 437 443.

[23] Ortye, S. (1986) 'Unsteady Wake Effects Caused by Pitch-angle Changes', IEA R&D WECS Joint Action on Aerodynamics of Wind Turbines, 1st symposium, London, UK, pp. 58-79.

[24] Paserba, J. (1996) *'Analysis and Control of Power System Osci*llations', technical brochure, July 1996, Ogre, Paris, France.

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

[25] Persson, J.. Slootweg, J. G., Rouco, L., Slider, L., Kling. W. L. (2003) 'A Comparison of Eigenvalues Obtained with Two Dynamic Simulation Software Packages', conference paper I3PT03-254, *IEEE Bologna Power Tech*, Bologna, Italy, 23 26 June 2003.
[26] Slootweg J. G., Polinder H.. Kling W. L. (2002) 'Reduced Order Models of Actual Wind Turbine Concepts', presented at IEEE Young Researchers Symposium. 7-8 February 2(8)2. Leuven. Belgium.
[27] Snel. H.. I.indenhurg. C. (1990) 'Aeroelastic Rotor System Code for Horizontal Axis Wind Turbines: Phatas II, European Community Wind Energy Conference. Madrid. Spain, pp. 284 290.
[28] Snel, IF., Schepers, J. G. (1995) 'Joint Investigation of Dynamic Inflow Effects and Implementation of an Engineering Method. Netherlands Energy Research Foundation. ECN, Petten, The Netherlands.
[29] Sorensen, J. N., Kock. C. W. (1995) 'A Model for Unsteady Rotor Aerodynamics', Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Vol. 58, 259 275.
[30] Walker, J. F., Jenkins. N. (1997) Wind Energy Technology. John Wiley & Sons Ltd. London, UK.

BORRADOR

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Anexo

Modelo de la Turbina de Viento y Control de la Turbina para Máquina Comercial de 1.5 y 3 MW

El modelo de la turbina de viento provee una representación simplificada de un muy complejo sistema electro-mecánico. El diagrama de la Figura A.1 muestra un diagrama de bloque del modelo. En términos simples, la función de la turbina de viento es extraer tanta potencia del viento disponible como sea posible sin exceder la capacidad nominal de los equipos. El modelo de la turbina de viento representa toda la dinámica de los controles relevantes y dinámica mecánica de la turbina de viento. El bloque titulado Modelo de la Potencia del Viento es una relación algebraica moderadamente compleja que gobierna la potencia mecánica en el eje que es dependiente de la velocidad del viento, velocidad del rotor y ángulo de la pala.

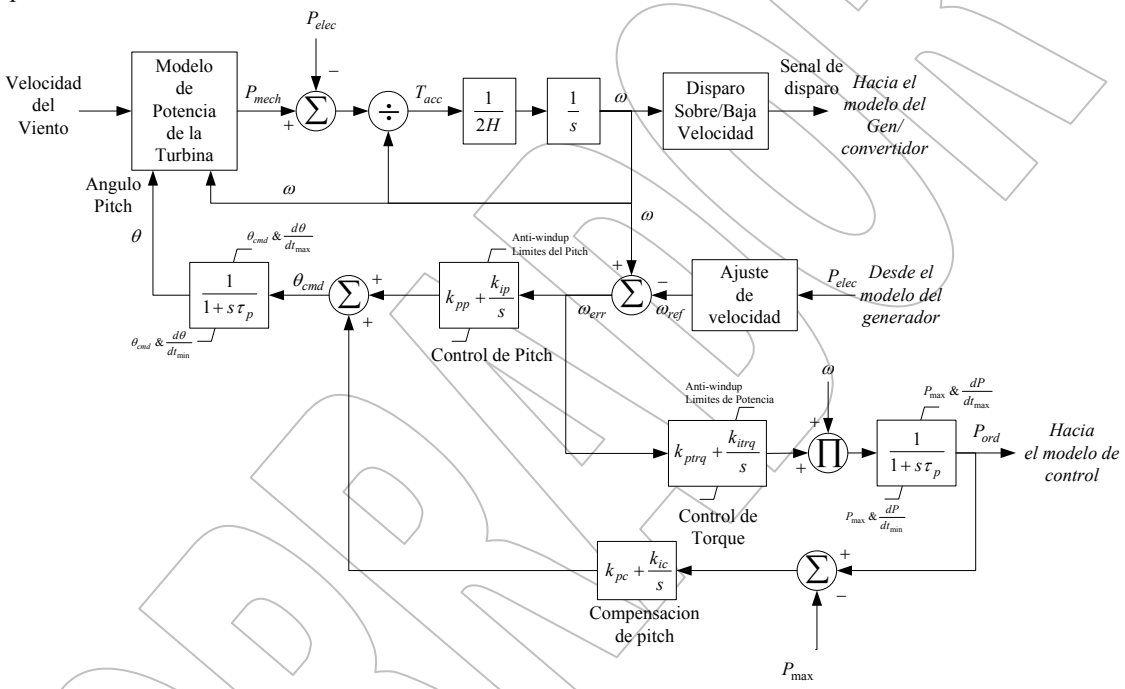


Figura A.1. Modelo de Bloque de una Turbina de Viento

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Modelo Mecánico del Rotor

La parte superior izquierda del diagrama de bloque de la Figura A.1, incluye las ecuaciones de inercia del rotor de la turbina de viento. Estas ecuaciones usan la potencia mecánica desde el modelo de la potencia de la turbina, y la potencia electrica desde el modelo generador/convertidor para calcular la velocidad del rotor. Esta parte del modelo puede ser extendido para incluir el modelo de dos masas del rotor, con masas separadas para la turbina y el generador.

La relativamente baja frecuencias naturales típicas torsicionales del sistema de turbina de viento hace esta extensión posible. Las Figuras A.2 y A.3 muestran los modelos de dos masas para el rotor usando los parámetros físicos y modales respectivamente.

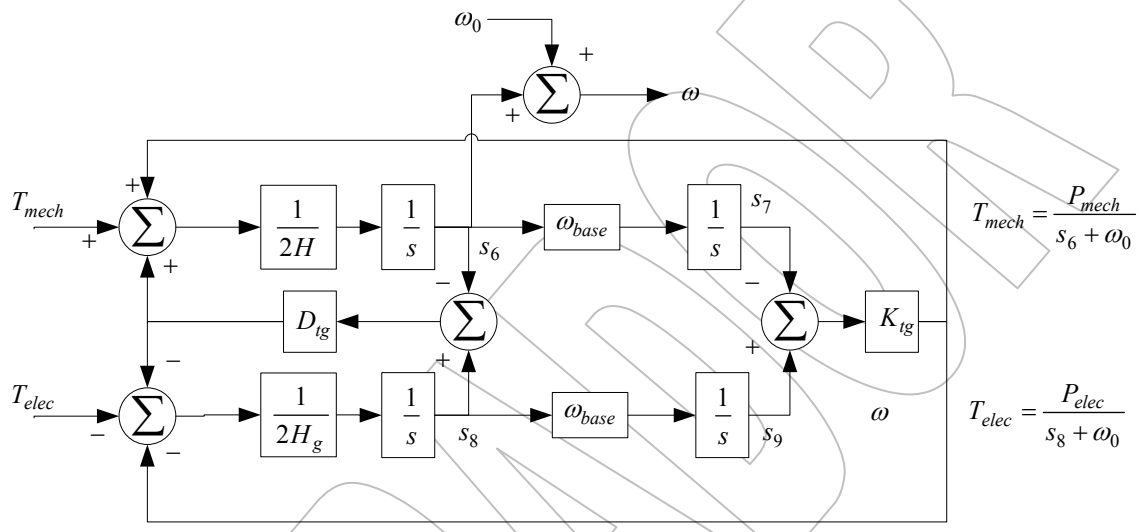


Figura A.2. Modelo de dos masas para el rotor –modelo de parámetros físicos

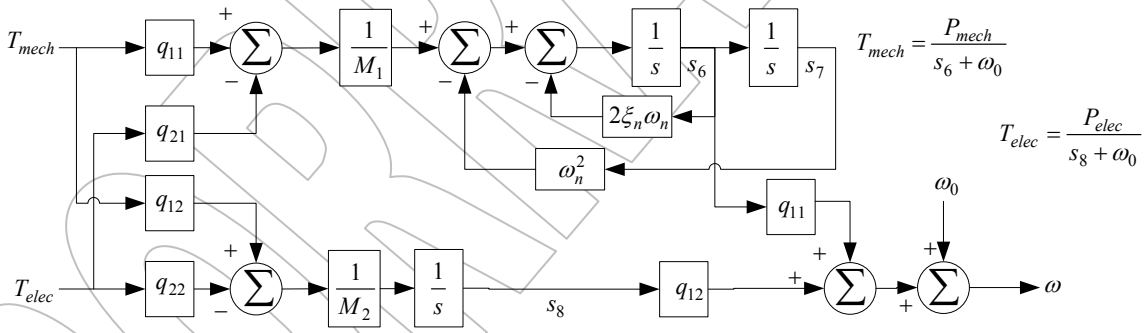


Figura A.3. Modelo de dos masas para el rotor –modelo de parámetros modales

Los datos del modelo mecánico del rotor son dados en la Tabla A.1.

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Tabla A.1. Parámetros del modelo mecánico para turbinas de viento

	1.5 MW	*3.6 MW*
Modelo de Una Masa		
H [p.u en base MW turbina]	4.64	5.19
Modelo de dos Masas Parámetros Físicos		
H	4.32	4.29
Hg	0.62	0.90
Ktg	80.27	296.7
Dtg	1.5	1.5
ωbase	1.745	1.335
Modelo de dos Masas Parámetros Modales		
M1	0.759	1.562
M2	5.661	7.775
ξ_n	0.0610	1.575
ωn	11.40	16.32
q11	0.1411	0.2053
q12	1.0	1.0
q21	-0.990	-0.979
q22	1.0	1.0

La lógica de disparo de baja-velocidad y sobre-velocidad es también incluida en el modelo. Los datos relacionados son mostrados en la Tabla A.2.

Tabla A.2. Esquema de Disparo por baja-velocidad y sobre-velocidad

	1.5 MW	*3.6 MW*
Disparo por Sobre-velocidad	1.3 p.u	1.3 p.u
Disparo por Baja-velocidad	0.7 p.u	0.7 p.u

Modelo de Potencia de la Turbina

Para las simulaciones de sistemas de potencia que involucra perturbaciones de la red, una aproximación razonable es asumir que la velocidad de viento permanece uniforme por 5 a 30 segundos típicos para tales casos. Típicamente, le potencia mecánica entregada al eje es una función compleja de la velocidad del viento, ángulo de paso de la pala y la velocidad del eje. Además, con la generación eólica, el impacto de las fluctuaciones del viento en la salida de las maquinas no es de interés. El modelo de la turbina depende del modelo que potencia de la turbina que provee el mapeo. La función del modelo de potencia del viento es calcular la potencia mecánica de la turbina (potencia en el eje) desde la energía contenida en el viento. Asumiendo la siguiente ecuación:

$$P = \frac{\rho}{2} A_r v_{wind}^3 C_p(\lambda, \theta) \tag{A.1}$$

P es la potencia mecánica extraída del aire, ρ es la densidad del aire en kg/m^3, A_r es el área cubierta por las palas del rotor en m^2, v_{wind} es la velocidad del viento en m/s, y C_p es el coeficiente de potencia, el cual es una función de λ y θ. λ es la relación de la velocidad de la punta de la pala del rotor y la velocidad del viento (v_{tip}/v_{wind}), θ es el ángulo del paso de las palas. Para representaciones de eje rígido, es empleado este modelo, las relación entre la velocidad y de pala y la velocidad del rotor del generador, ω_{gen}, es constante K_b. El cálculo de λ viene de:

$$\lambda = K_b \left(\frac{\omega}{v_{wind}} \right) \tag{A.2}$$

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Para las turbinas de viento consideradas en este articulo: 1.5 MW y 3.6MW, los parámetros son dados en la Tabla A3, resultando que P_{mech} queda dad en por unidad en la base de MW de la unidad.

Tabla A3. Coeficientes de Turbinas de Viento

	1.5 MW	3.6 MW
$½\rho A_r$	0.00159	0.00145
K_b	56.6	69.5

C_p es una característica de la turbina de viento y es usualmente proveídas en la forma de un conjunto de curvas que relaciona C_p a λ con θ como parámetro. La curva de C_p para las turbinas de viento consideradas, es mostrada en la Figura A.4.

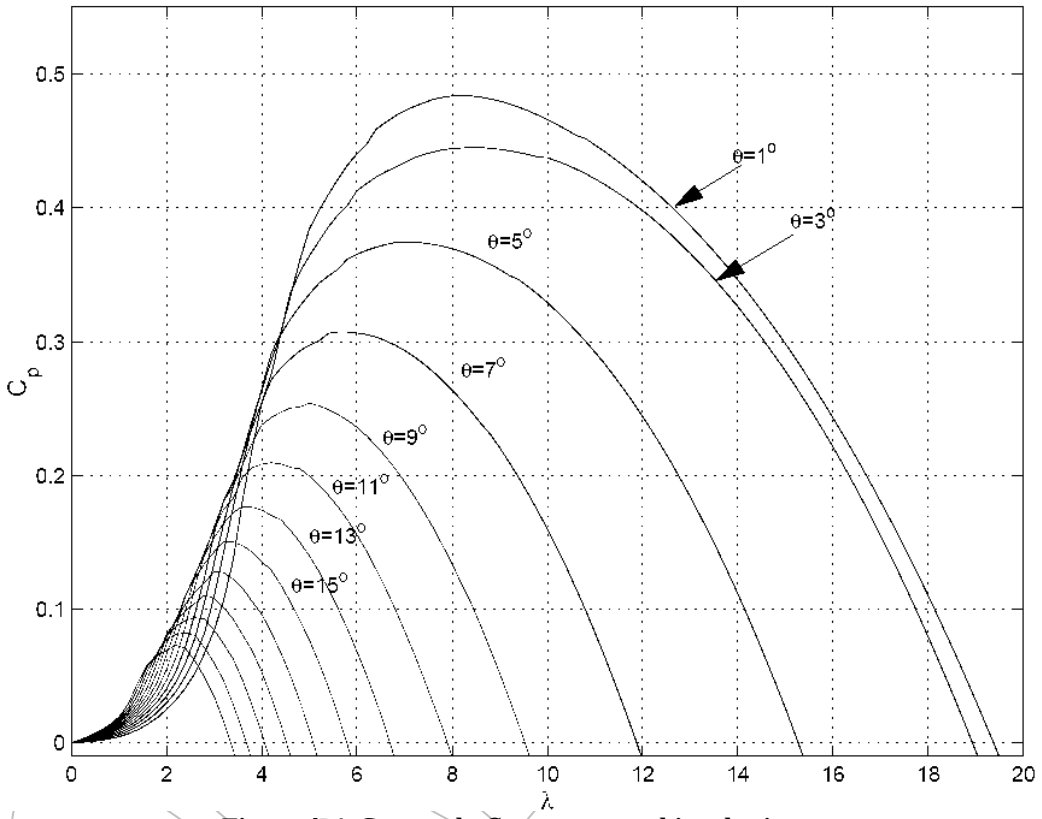


Figura A.4. Curvas de C_p para una turbina de viento

Un ajuste de curva fue efectuado, para obtener la representación matemática de las curva de C_p, se empleo el siguiente modelo:

$$C_p(\lambda,\theta)=\sum_{i=0}^{4}\sum_{i=0}^{4}\alpha_{ij}\theta^i\lambda^j \tag{A.3}$$

Los coeficientes α_{ij} son dados en la Tabla A4. El ajuste de la curva es una buena aproximación $2<\lambda<13$. Los valores de λ fuera de este rango representan o muy altas o muy bajas velocidades de viento respectivamente, que están fuera del rango de potencia nominal continua de la maquina.

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.

Tabla A4. Coeficientes α_{ij} para el ajuste de C_p

i	j	α_{ij}
4	4	4.9686e-010
4	3	-7.1535e-008
4	2	1.6167e-006
4	1	-9.4839e-006
4	0	1.4787e-005
3	4	-8.9194e-008
3	3	5.9924e-006
3	2	-1.0479e-004
3	1	5.7051e-004
3	0	-8.6018e-004
2	4	2.7937e-006
2	3	-1.4855e-004
2	2	2.1495e-003
2	1	-1.0996e-002
2	0	1.5727e-002
1	4	-2.3895e-005
1	3	1.0683e-003
1	2	-1.3934e-002
1	1	6.0405e-002
1	0	-6.7606e-002
0	4	1.1524e-005
0	3	-1.3365e-004
0	2	-1.2406e-002
0	1	2.1808e-001
0	0	-4.1909e-001

BORRADOR

Solo para ser empleado con objetivo de evaluación, o académicos. Prohibido la reproducción total o parcial de este documento sin consentimiento de los autores.