

A Simplified Electro-Mechanical Model of a DFIG-based Wind Turbine for Primary Frequency Control Studies

D. Ochoa, *Member, IEEE* and S. Martínez, *Member, IEEE*

Abstract— In recent years, world-wide power systems are experiencing a steadily growth of wind power penetration. A common concern in the operation of such systems is related to the frequency stability. Modern variable speed wind turbines have a limited capacity in providing ancillary services, such as fast-frequency response and primary frequency regulation. Recent developments in wind plant controllers allow performing active power control from all its units to respond to system frequency deviations. It is thus important to study the effects of the presence of these plants in the system frequency response. Existing detailed models of wind turbines are not suitable to this goal because their complexity makes them impractical for system-wide studies. This paper presents a simplified model of a wind turbine with Doubly-Fed Induction Generator specifically conceived for such studies, along with its validation with a detailed model.

Keywords— Doubly-Fed Induction Generator, wind power integration, ancillary services, primary frequency control.

I. INTRODUCCIÓN

EN los últimos años, la producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía proveniente del viento ha experimentado progresos significativos; se han mejorado considerablemente aspectos como: la gestión y mantenimiento de parque eólicos, la integración de la energía eólica en la red, la versatilidad y adaptación del diseño de aerogeneradores a las características específicas de los emplazamientos, la regulación y control de los mismos, la predicción de producción a corto plazo y la economía de escala con aerogeneradores de mayor potencia con una mejora en los costes unitarios de inversión y producción eléctrica [1]. Esto ha propiciado que en muchos sistemas eléctricos exista un importante índice de penetración de generadores eólicos, lo que ha supuesto el desplazamiento de las centrales convencionales formadas mayoritariamente por generadores síncronos [2]. Hoy en día, se encuentran instalados, en mayor porcentaje, aerogeneradores de velocidad variable en los parques eólicos, debido a su eficiencia y versatilidad operativa, específicamente, aquellos basados en el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG-*Doubly-fed induction generator*) [3]–[5]. En este tipo de aerogenerador (AG), se regula la velocidad de giro de su eje en función del viento existente en el emplazamiento con el objetivo de aprovechar de manera óptima la captura de potencia eólica de

la turbina, por tanto, ante la presencia de eventuales perturbaciones en la red, como por ejemplo, un desvío de frecuencia producido por un desequilibrio entre la generación y la demanda del sistema, éste no aporta su inercia para brindar soporte, como sí lo haría, de manera natural, un generador síncrono convencional [2]. Es evidente entonces la necesidad dotar a este tipo de AG de una adecuada respuesta inercial teniendo en cuenta que, en realidad, se dispone de abundantes recursos inerciales en sus rotores [6], [7]. Ante la necesidad de contar con una herramienta informática que permita realizar estudios de estabilidad de frecuencia tradicionales con el menor esfuerzo computacional, en las siguientes secciones se presenta la modelación de un AG-DFIG en donde se ha procurado mantener un compromiso entre: simplicidad, flexibilidad y precisión, para finalmente, implementarlo y validarlo en MATLAB/Simulink®. Es importante destacar que, en este trabajo, no se estudia ni se implementa ninguna estrategia de control de frecuencia, sin embargo, ésta puede ser añadida con relativa facilidad gracias a la estructura modular del modelo propuesto.

II. ESTRUCTURA DEL AEROGENERADOR DFIG

La Fig. 1 muestra la estructura del AG a modelar en este trabajo [8]. Éste precisa de una caja multiplicadora de velocidad, cuya función es posibilitar el acoplamiento mecánico entre el eje de la turbina eólica y el eje del generador eléctrico que operan a diferentes regímenes de velocidad. El generador es asíncrono de rotor devanado con el estator conectado directamente a la red eléctrica y con el rotor conectado a ésta través de un convertidor electrónico de potencia (CEP). El CEP está formado por dos unidades transistorizadas *back-to-back* unidas a través de un enlace de corriente continua con un condensador de acoplamiento. La potencia total manejada por este par de convertidores representa aproximadamente un 20-30% de la potencia nominal de la máquina [9]. De esta pareja de CEP, el convertidor del lado de la red (*GSC-Grid Side Converter*) es usado para regular la tensión del enlace en corriente continua, además, para regular el flujo bidireccional de potencia activa y reactiva desde el rotor de la máquina hacia la red [3], mientras que el convertidor del lado del rotor (*RSC-Rotor Side Converter*) se encarga de controlar la producción de potencia activa y reactiva en el estator. El sistema de control del RSC implementa un algoritmo cuyo objetivo es maximizar la extracción de potencia eólica en la turbina, variando la velocidad de giro del eje del rotor en función de la velocidad del viento existente en cada instante. Las estrategias de control implementadas en los CEP del AG-DFIG están basadas en el

D. Ochoa, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador, danny.ochoac@ucuenca.edu.ec.

S. Martínez, Área de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España, sergio.martinez@upm.es.

control vectorial en coordenadas d-q, lo que permite desacoplar el control de potencia activa y reactiva [10] y, consecuentemente, centrar los esfuerzos de modelación y análisis únicamente en el RSC cuando a regulación de potencia activa se refiere.

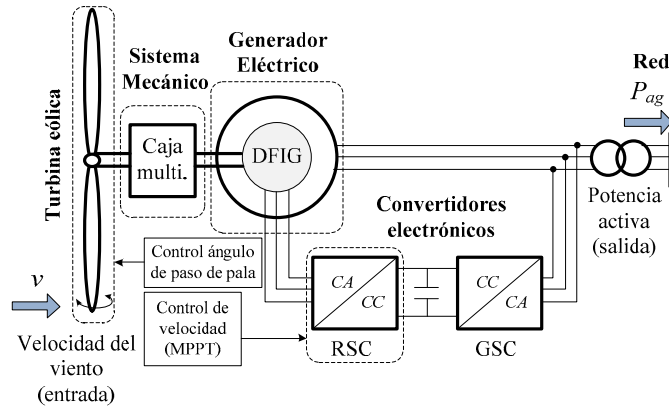


Figura 1. Esquema general del aerogenerador doblemente alimentado.

III. MODELO ELECTRO-MECÁNICO DEL AEROGENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO

En base al esquema mostrado en la Fig. 1, se propone el desarrollo de un modelo electro-mecánico simplificado, cuyos componentes, configuración y variables se ilustran en la Fig. 2. Se ha procurado mantener una estructura modular, tal que permita la agregación y/o mejora de algunos componentes, además de hacer posible la implementación de estrategias de control adicionales sin que esto suponga mayores dificultades y conflictos entre las variables involucradas. Se tomarán como referencia los trabajos realizados en [11]–[13].

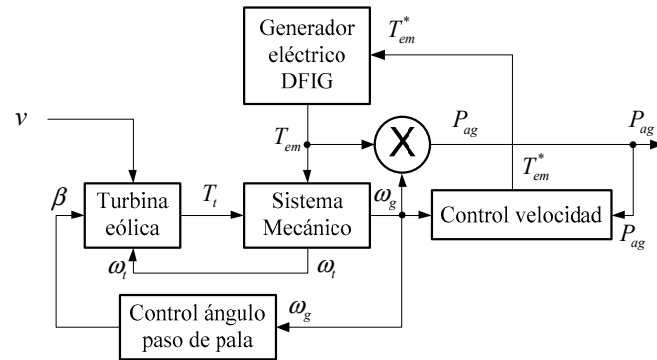


Figura 2. Modelo electro-mecánico del AG-DFIG propuesto.

A. Consideraciones preliminares.

En este trabajo, los subsistemas de la Fig. 2 serán estudiados por separado, por tanto, se sugiere utilizar el conjunto de ecuaciones (1) para expresar sus variables de entrada y salida en valores por unidad, donde, T , P y ω representan el par, la potencia y la velocidad angular, respectivamente; los subíndices g y t denotan la variables referidas al generador eléctrico y a la turbina eólica, respectivamente; el subíndice *base* se utiliza para denotar los valores base de las diferentes variables; f , p y n , representan la frecuencia de la red, el número de pares de polos del generador eléctrico y la relación de transformación de la caja multiplicadora de velocidad, respectivamente.

$$\begin{aligned} \omega_{g,base[\text{rad/s}]} &= 2\pi f_{[\text{Hz}]} / p & \omega_{g[\text{pu}]} &= \omega_{g[\text{rad/s}]} / \omega_{g,base[\text{rad/s}]} \\ \omega_{t,base[\text{rad/s}]} &= 2\pi f_{[\text{Hz}]} / (p \cdot n) & \omega_{t[\text{pu}]} &= \omega_{t[\text{rad/s}]} / \omega_{t,base[\text{rad/s}]} \\ T_{g,base[\text{N}\cdot\text{m}]} &= P_{base[\text{W}]} / \omega_{g,base[\text{rad/s}]} & T_{g[\text{pu}]} &= T_{g[\text{N}\cdot\text{m}]} / T_{g,base[\text{N}\cdot\text{m}]} \\ T_{t,base[\text{N}\cdot\text{m}]} &= P_{base[\text{W}]} / \omega_{t,base[\text{rad/s}]} & T_{t[\text{pu}]} &= T_{t[\text{N}\cdot\text{m}]} / T_{t,base[\text{N}\cdot\text{m}]} \end{aligned} \quad (1)$$

B. Modelo de la turbina eólica.

La turbina eólica es un mecanismo que convierte la energía proveniente del viento en energía mecánica transmitida a un eje. De acuerdo con [14] la relación existente entre la velocidad del viento, v , y la potencia extraída por la turbina, P_t , está definida por la ecuación (2), donde ρ , R y C_p representan la densidad del aire, el radio de la turbina y el coeficiente de potencia, respectivamente.

$$P_{t[\text{W}]} = \frac{1}{2} \rho_{[\text{kg/m}^3]} \pi R_{[\text{m}]}^2 v_{[\text{m/s}]}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2)$$

Si se toma la ecuación (2) y se la divide por la potencia base del AG, P_{base} , se consigue expresar la potencia mecánica desarrollada por la turbina en por unidad. En la ecuación (3), el término K_p se define como la *constante de potencia*.

$$\begin{aligned} P_{t[\text{pu}]} &= P_{t[\text{W}]} / P_{base[\text{W}]} = (0.5 \rho \pi R^2 / P_{base}) v^3 C_p(\lambda, \beta) \\ &= K_p v^3 C_p(\lambda, \beta) \end{aligned} \quad (3)$$

La velocidad específica o relativa, λ , relaciona la velocidad tangencial de la turbina con la velocidad del viento incidente (4).

$$\lambda = \omega_{t[\text{rad/s}]} R_{[\text{m}]} / v_{[\text{m/s}]} \quad (4)$$

Expresando en (4) la velocidad angular de la turbina, $\omega_{t[\text{rad/s}]}$, en términos de la velocidad angular base, $\omega_{t,base}$, y de la velocidad angular en por unidad, $\omega_{t[\text{pu}]}$ (1), se obtiene la ecuación (5), en donde K_λ se define como la *constante de velocidad*. Nótese que, en la deducción de las expresiones (3) y (5), las constantes K_p y K_λ dependen de las características constructivas de la turbina eólica.

$$\lambda = \omega_{t[\text{pu}]} \omega_{t,base[\text{rad/s}]} R_{[\text{m}]} / v_{[\text{m/s}]} = K_\lambda \omega_{t[\text{pu}]} / v_{[\text{m/s}]} \quad (5)$$

El *coeficiente de potencia*, C_p , se define como la relación entre la potencia mecánica desarrollada por la turbina, P_t , y la potencia eólica incidente, P_{wind} . Este parámetro depende de las características aerodinámicas de la turbina y se expresa en función de la velocidad relativa, λ , y del ángulo de paso de pala, β . Este coeficiente puede alcanzar un valor teórico máximo de 0.593, conocido como “límite de Betz”, que, de acuerdo con [5], puede ser calculado usando (6).

$$C_p(\lambda, \beta) = P_t / P_{wind} = c_1 (c_2 / \lambda_i - c_3 \beta - c_4) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (6)$$

Donde

$$1/\lambda_i = 1/(\lambda + 0.08\beta) - 0.035/(\beta^3 + 1) \quad (7)$$

En la Fig. 3(a), se ha representado el coeficiente de potencia para diferentes ángulos de paso de pala. Nótese que, el coeficiente de potencia presenta un máximo ($C_{p,max} = 0.48$) para un determinado valor de λ ($\lambda_{opt} = 8.1$) cuando el ángulo de paso de pala está en su mínimo ($\beta_{min} = 0^\circ$). Con el AG operativo, y para cualquier velocidad del viento, se debe procurar trabajar en este punto y así garantizar la mayor eficiencia en la conversión de energía eólica a energía mecánica en la turbina.

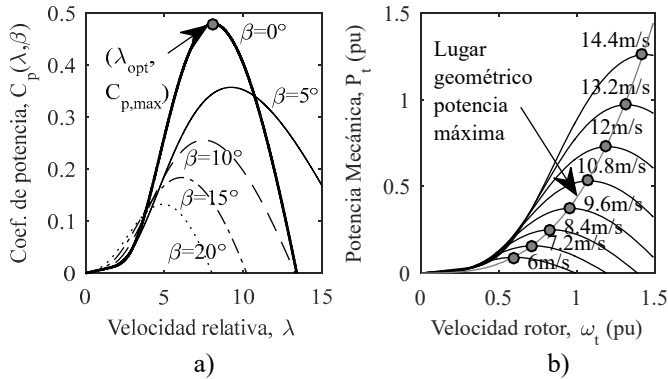


Figura 3. Dinámica de la turbina eólica. a) Coeficiente de potencia en función del ángulo de paso de pala, β . b) Curva potencia-velocidad con $\beta = 0^\circ$.

Tomando la información proporcionada en el Apéndice para evaluar las ecuaciones (3), (5)-(6), considerando un régimen de viento comprendido entre 6 y 14.4 m/s, se obtienen las curvas potencia-velocidad de la turbina (Fig. 3(b)) en las cuales se han resaltado los puntos de máxima extracción de potencia mecánica. La ecuación (8) relaciona el par con la potencia mecánica desarrollada por la turbina y la Fig. 4 muestra el esquema del modelo de la turbina eólica desarrollado.

$$T_{t[pu]} = P_{t[pu]} / \omega_{t[pu]} \quad (8)$$

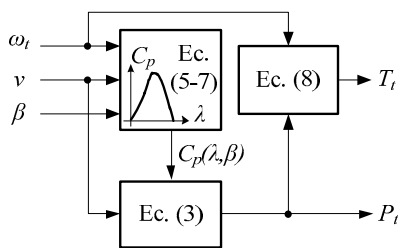


Figura 4. Modelo de la turbina eólica.

C. Modelo del sistema mecánico.

El sistema mecánico representa la dinámica de la caja multiplicadora de velocidad (Fig. 5(a)), acoplada a la turbina eólica (baja velocidad) y al generador eléctrico (alta velocidad). En [15], [16] se recomienda utilizar el modelo de una masa para representar este sistema físico, que consiste en un disco giratorio con un momento de inercia equivalente, J_{eq} , que es igual a la suma de los momentos de inercia individuales de sus componentes: J_t , J_{gb} y J_g (Fig. 5(b)).

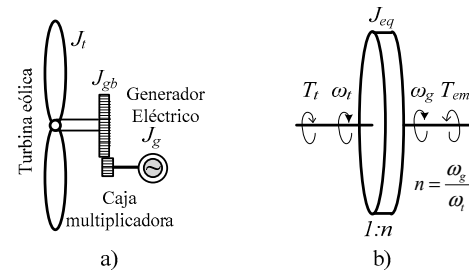


Figura 5. Sistema mecánico del AG-DFIG. a) Acoplamiento entre la turbina eólica y el generador eléctrico. b) Modelo de una masa.

Con todos los parámetros referidos al lado de baja velocidad, la ecuación que representa la dinámica del sistema físico de la Fig. 5(b) está dada por la ecuación (9). Aplicando el operador de Laplace y despejando ω_t , se tiene como resultado (10), cuya representación en diagrama de bloques se muestra en la Fig. 6.

$$T_{t[N \cdot m]} - nT_{em[N \cdot m]} = J_{eq[kg \cdot m^2]} \frac{d\omega_{t[rad/s]}}{dt} \quad (9)$$

$$\omega_t(s) = \frac{1}{sJ_{eq}} [T_t(s) - nT_{em}(s)] \quad (10)$$

Muchos autores prefieren expresar las características inerciales de un sistema mecánico utilizando el parámetro constante de inercia, H , en lugar de momento de inercia, J , cuya relación se expresa en (11).

$$H_{eq[s]} = 0.5J_{eq[N \cdot m \cdot s^2]} \omega_{t,base[rad/s]}^2 / P_{base[W]} \quad (11)$$

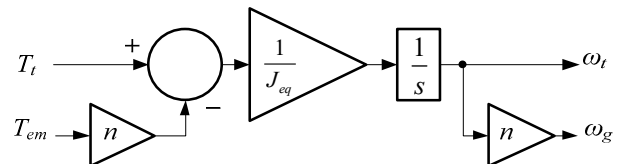


Figura 6. Modelo del sistema mecánico.

D. Modelo del generador de inducción doblemente alimentado.

De acuerdo con [11], [12], [16], para estudios de regulación primaria de frecuencia, el generador eléctrico doblemente alimentado y los convertidores electrónicos conectados a su rotor son considerados como un solo actuador en cuya entrada se aplica un par electromagnético de referencia, T_{em}^* , proveniente del sistema de control de velocidad y luego, obedeciendo a la dinámica de un sistema de primer orden de constante de tiempo τ_C se obtiene esta consigna en su salida (Fig. 7). Esta manera de abordar el problema es quizá en donde radica la mayor simplificación del modelo propuesto. Su justificación se basa en el hecho de que, en un estudio de estabilidad de frecuencia tradicional, interesa únicamente el comportamiento dinámico de la potencia mecánica/eléctrica de una determinada tecnología de generación ante los desvíos de frecuencia sin que sea imprescindible conocer con detalle el comportamiento de sus tensiones y corrientes.

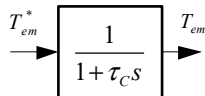


Figura 7. Modelo del generador eléctrico DFIG y sus convertidores electrónicos.

E. Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

En el análisis de la Fig. 3, se llegó a la conclusión de que, para garantizar el funcionamiento óptimo de la turbina eólica bajo cualquier régimen de viento, es necesario cumplir con la condición $C_{p,max} = C_p(\lambda_{opt}, \beta_{min})$. Al despejar la velocidad del viento, v , de la ecuación (5), y luego sustituir en (3), es posible expresar la potencia óptima extraída por la turbina en por unidad (12). Ésta depende de la velocidad angular del conjunto turbina-generador ($\omega_{t[pu]} = \omega_{g[pu]}$) elevada a la tercera potencia y, además, de una constante, K_{opt} , que puede cuantificarse tomando los datos presentados en el Apéndice. Si bien la ecuación (12) define el lugar geométrico de los puntos óptimos sobre el cual el AG deberá trabajar, en la práctica, éste no podrá seguir todo el rango de velocidades y de potencias, debido a sus restricciones técnicas. En lugar de eso, tendrá que operar de acuerdo a la característica ilustrada en la Fig. 8, conocida como curva de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT-Maximum Power Point Tracking).

$$P_{opt[pu]} = K_p \left(\frac{K_\lambda \omega_t}{\lambda_{opt}} \right)^3 C_{p,max} = \left(K_p \frac{K_\lambda^3}{\lambda_{opt}^3} C_{p,max} \right) \omega_t^3 = K_{opt} \omega_t^3 \quad (12)$$

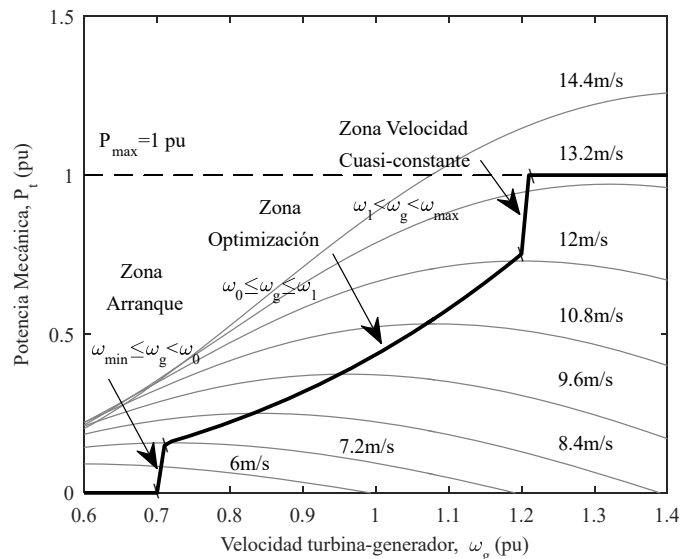


Figura 8. Característica MPPT con $\beta = 0^\circ$.

Según [17], la dinámica de la curva MPPT (Fig. 8) puede ser representada por la ecuación (13), la cual ha sido implementada en el subsistema del esquema de control mostrado en la Fig. 9. Así, en función de la velocidad de giro del rotor del generador, ω_g , aplicada en su entrada, éste presentará en su salida una consigna de potencia activa que deberá ser alcanzada por el generador eléctrico para describir una característica MPPT en condiciones estables de funcionamiento.

$$P_t = \begin{cases} \frac{K_{opt} \omega_0^3}{(\omega_0 - \omega_{min})} (\omega_g - \omega_{min}), & \omega_{min} \leq \omega_g < \omega_0 \\ K_{opt} \omega_g^3, & \omega_0 \leq \omega_g \leq \omega_1 \\ \frac{(P_{max} - K_{opt} \omega_1^3)}{(\omega_{max} - \omega_1)} (\omega_g - \omega_{max}) + P_{max}, & \omega_1 < \omega_g < \omega_{max} \\ P_{max}, & \omega_g \geq \omega_{max} \end{cases} \quad (13)$$

F. Sistema de control de velocidad.

La función del sistema de control de velocidad es generar una consigna de potencia eléctrica, P_{ag}^* , o par electromagnético, T_{em}^* , a ser alcanzada por generador-DFIG, tal que, en oposición con el par mecánico ejercido por la turbina eólica, T_t , se consigan puntos de equilibrio mecánico sobre la curva MPPT (Fig. 8). La Fig. 9 muestra el esquema utilizado en este trabajo [12], en donde las acciones de control son llevadas a cabo por un regulador proporcional-integral respetando ciertos límites de par electromagnético en su salida, que de acuerdo con la información proporcionada en el Apéndice, se calcula como: $T_{em,max} = P_{g,max}/\omega_{g,max} = 0.826$ pu y $T_{em,min} = P_{g,min}/\omega_{g,min} = 0.057$ pu.

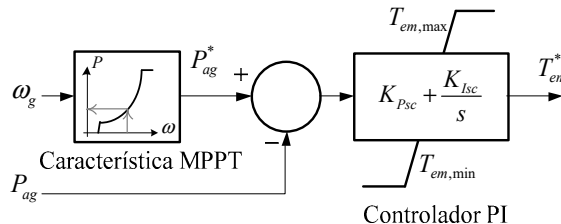


Figura 9. Sistema de control de velocidad.

G. Simulación del modelo.

En esta sección, se procede a implementar y simular cuatro de los cinco subsistemas que componen el modelo electro-mecánico del AG-DFIG (Fig. 2), los cuales han sido sometidos al perfil eólico mostrado en la Fig. 10, manteniendo el ángulo de paso de pala de la turbina en su valor mínimo, $\beta_{min} = 0^\circ$. La Fig. 11 muestra la potencia mecánica desarrollada por la turbina, P_t , y la potencia activa generada por el DFIG, P_{ag} , mientras que, en la Fig. 12, se ha trazado la velocidad alcanzada por el conjunto turbina-generador para el régimen de viento considerado (curva (b)). Nótese que, en la Fig. 11, la potencia mecánica crece de forma casi escalonada en función del viento incidente en la turbina y que, al final de cada tramo, la potencia activa se equilibra con la mecánica. La curva (b) de la Fig. 12 muestra que, durante el desequilibrio transitorio de potencias, se produce la aceleración angular del eje debido a la dinámica representada por (9). Cuando la velocidad del viento asciende a los 14 m/s, la potencia mecánica excede la potencia nominal del generador, no así la potencia suministrada por el generador eléctrico que se mantiene en su capacidad máxima debido a los límites de potencia asignados a la característica MPPT. No obstante, a partir de este punto la velocidad de giro del conjunto turbina-generador (curva (b) de la Fig. 12) supera claramente la velocidad máxima especificada, lo que supone un riesgo para los componentes electro-mecánicos del AG-DIFG. Otro hecho que merece la pena destacar en la Fig. 11 es que, cuando la

potencia mecánica de la turbina disminuye por el decremento de la velocidad del viento incidente, la potencia eléctrica se mantiene constante y en su valor máximo pese a que la potencia mecánica es inferior. El generador DFIG es capaz de mantener esta condición al hacer uso de la energía cinética almacenada en sus masas rotativas, principalmente, en la turbina [7]. Obsérvese la deceleración del conjunto turbina-generador en la Fig. 12 (curva (b)) durante este periodo.

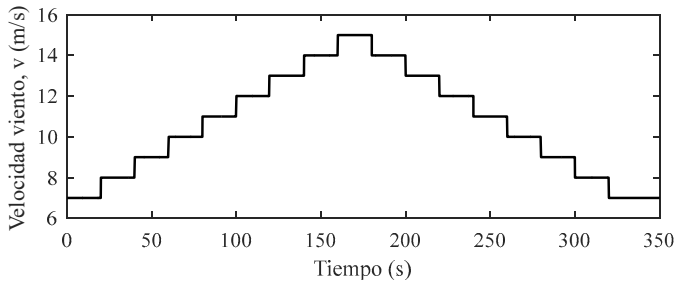


Fig. 10. Régimen de vientos utilizado en la simulación.

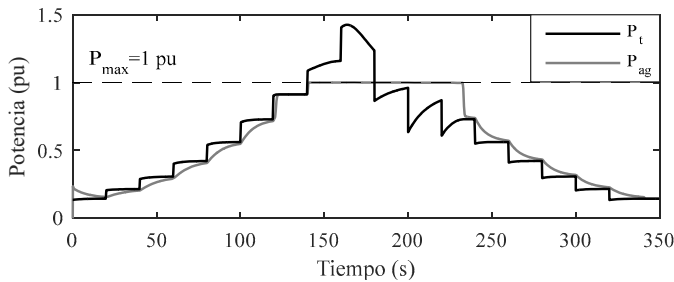


Figura 11. Potencia activa de salida del AG-DFIG (Sin control de ángulo de paso de pala).

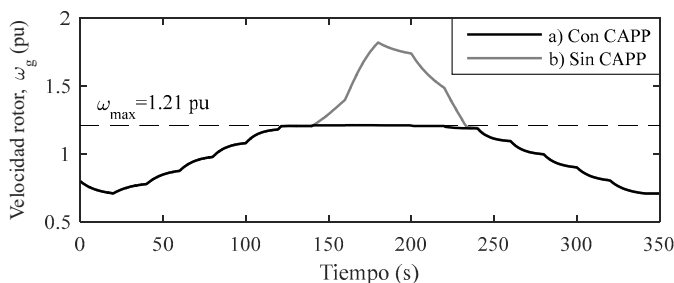


Figura 12. Velocidad del rotor del AG-DFIG.

H. Sistema de control de ángulo de paso de pala.

El problema de sobre-velocidad que se evidencia en la Fig. 12 (curva (b)) puede solucionarse utilizando un sistema auxiliar denominado control de ángulo de paso de pala (CAPP), bajo el criterio de que, si no es posible incrementar la potencia activa a valores superiores a 1 pu y, con esto, limitar la aceleración del conjunto turbina-generador, se puede limitar la potencia eólica capturada por la turbina mediante la modificación del ángulo de paso de pala, β . La Fig. 13 muestra el esquema de regulación a implementar [6]. En éste se han considerado los límites máximos permisibles de variación del ángulo de paso de pala, β , al igual que su tasa de variación máxima con respecto al tiempo. Se ha tomado en cuenta también la dinámica de los servomecanismos que llevan a cabo esta acción, representada por un sistema de primer orden con constante de tiempo τ_p . Simulando el sistema CAPP con el resto de componentes del aerogenerador desarrollados, se

puede observar tanto en la Fig. 12 (curva (a)) como en la Fig. 14 las acciones del sistema de control agregado.

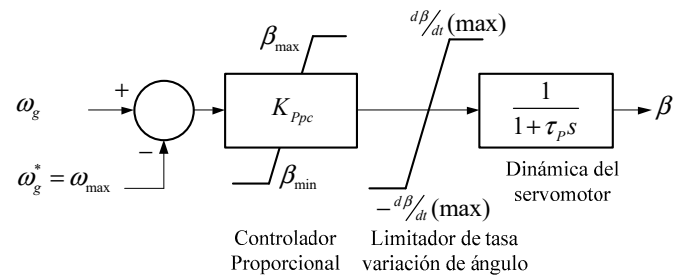


Figura 13. Sistema de control de ángulo de paso de pala.

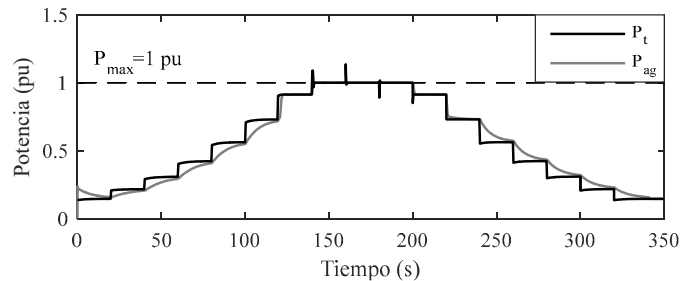


Figura 14. Potencia activa de salida del AG-DFIG (Con control de ángulo de paso de pala).

IV. LIMITACIONES DEL MODELO

Con el fin de que el modelo sea útil para estudios de control primario de frecuencia a nivel de sistema, ha sido necesario realizar una serie de simplificaciones. En primer lugar, no se considera el control de potencia reactiva, dado que su influencia sobre la dinámica de las variables de interés es prácticamente nula. Por otra parte, en la modelación de la turbina eólica no se han tomado en cuenta ciertas características dinámicas intrínsecas como, por ejemplo: las fuerzas de sujeción y empuje en las palas, el efecto de las estelas de viento, las sobre-oscilaciones mecánicas que podrían existir debido al carácter no continuo del viento en el emplazamiento y/o a la variación del ángulo de paso de pala, etc. Además, el sistema mecánico ha sido modelado mediante un sistema de una masa rotativa, despreciando la constante de amortiguamiento y las pérdidas por rozamiento y viscosidad, y se ha tomado en cuenta una constante de inercia equivalente del conjunto turbina-caja multiplicadora de velocidad-generador eléctrico.

Todas estas consideraciones se traducen en limitaciones del modelo desarrollado. Si se requiriera mayor precisión, se pueden realizar mejoras en la representación de cada uno de los subsistemas que componen el modelo (Fig. 2), dado que, su estructura modular lo permite con facilidad. No obstante, un modelo más detallado supondría un aumento del esfuerzo computacional que podría resultar inadecuado en estudios de sistemas de gran dimensión.

V. VALIDACIÓN DEL MODELO

Con el fin de contrastar la validez del modelo propuesto para la realización de estudios de control primario de frecuencia, en esta sección se procede a analizar su comportamiento en el dominio del tiempo, prestando

particular atención a la dinámica de las variables: potencia activa de salida y velocidad de giro, ambas en pu, y el ángulo de paso de pala, en grados, para luego compararlas con un modelo de referencia. Como medio de validación se ha usado el bloque *Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type)* de MATLAB/Simulink® [18], el cual considera la mayor parte de los efectos mecánicos, eléctricos y electromagnéticos involucrados en su operación. Para trabajar con casos comparables, es preciso someter a estos dos modelos a las mismas condiciones de operación y parámetros (véase Apéndice). Se ha conectado el modelo de referencia, con sus pérdidas de potencia deshabilitadas, a un nudo de elevada potencia de cortocircuito, siguiendo el esquema mostrado en la Fig. 15.

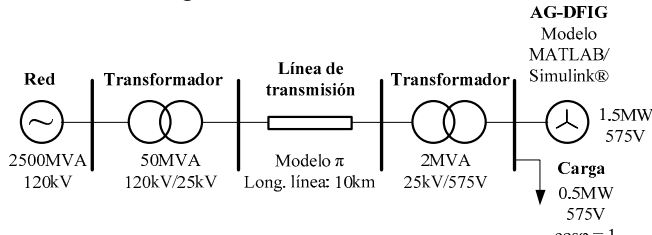


Figura 15. Conexión del bloque AG-DFIG (MATLAB/Simulink®) a la red.

Se han estudiado dos situaciones: Caso A, considerando una velocidad de viento constante e igual a 14 m/s, y Caso B, aplicando el perfil de velocidades de viento de la Fig. 10.

Las Fig. 16 y 17 muestran los resultados de la simulación para el Caso A y el B, respectivamente. En la Fig. 16(b) se han ampliado ciertas zonas de la Fig.16(a), a fin de apreciar mejor la pequeña diferencia entre los dos modelos.

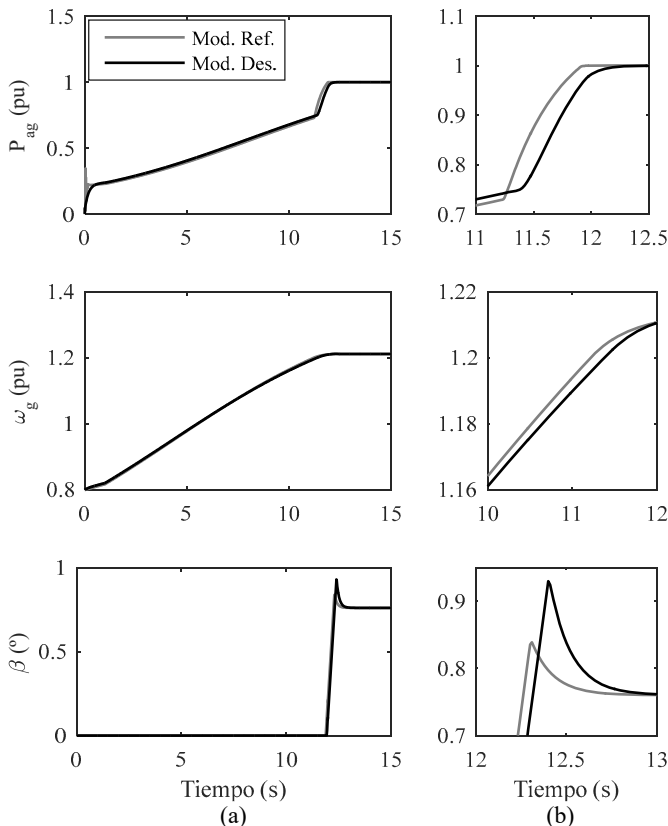


Figura 16. Validación del modelo desarrollado (Caso A).

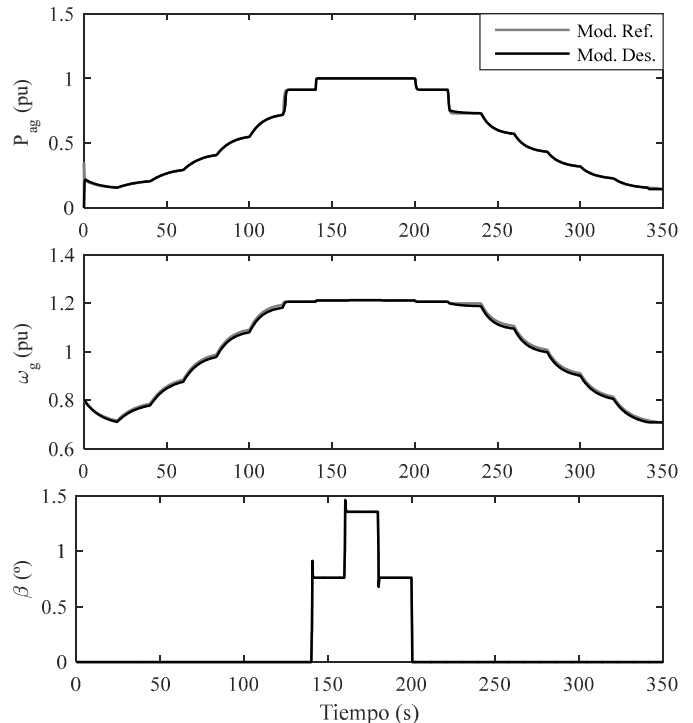


Figura 17. Validación del modelo desarrollado (Caso B).

Al comparar la dinámica en el dominio del tiempo de las variables P_{ag} , ω_g y β del modelo desarrollado con el de referencia, se observa que los valores en estado estacionario son prácticamente los mismos. No obstante, en la dinámica transitoria existe un pequeño desfase de tiempo (Fig. 16(b)) que, en todo caso, no supera el 4% de la constante de inercia equivalente del sistema ($H_{eq} = 5.29$ s), lo que lo hace muy adecuado para los fines planteados.

Por último, en lo que se refiere al rendimiento computacional del modelo, se ha conseguido una notable reducción del tiempo de simulación con respecto al modelo de referencia. Por ejemplo, en el Caso A, este tiempo se ha reducido 15 veces, y, en el Caso B, 80 veces.

VI. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha desarrollado un modelo de AG-DFIG para su utilización en estudios de regulación primaria de frecuencia. Las simplificaciones realizadas permiten un aumento del rendimiento computacional en la simulación, a la vez que se mantiene una representación adecuada de la dinámica de las variables de interés para dichos estudios.

VII. APÉNDICE

Valores base para sistemas por unidad

$P_{base} = P_{t,base} = P_{g,base} = 1.5$ MW, $v_{nom} = 12$ m/s, $\omega_{t,base} = 1.644$ rad/s, $\omega_{g,base} = 157.08$ rad/s, $f = 50$ Hz, $\omega_g(t=0) = 0.8$ pu.

Datos del AG-DFIG

$\rho = 1.225$ kg/m³, $R = 38.5$ m, $K_p = 1.901 \times 10^{-3}$ (m/s)⁻³, $K_\lambda = 63.29$ m/s, $C_{p,max} = 0.48$, $\lambda_{opt} = 8.1$, $\beta_{min} = 0^\circ$, $\beta_{max} = 45^\circ$, $(d\beta/dt)_{max} = 2^\circ/s$, $K_{opt} = 0.4353$, $n = 95.55$, $H_{eq} = 5.29$ s (one-mass model), $\tau_C = 20$ ms, $\tau_P = 0$ s, $c_1 = 0.5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0.4$, $c_4 = 5$, $c_5 = 21$ y $c_6 = 0.0068$.

Datos de la característica MPPT

$P_{g,max} = 1$ pu, $P_{g,min} = 0.04$ pu, $\omega_{min} = 0.7$ pu, $\omega_0 = 0.71$ pu, $\omega_l = 1.2$ pu, $\omega_{max} = 1.21$ pu.

Constantes de los sistemas de control

$K_{Ppc} = 500$, $K_{Psc} = 0.3$, $K_{IsC} = 8$.

REFERENCIAS

- [1] M. Villarrubia, *Ingeniería de la Energía Eólica*, Primera Edición. Barcelona: MARCOMBO, S. A., 2012.
- [2] J. MacDowell, S. Dutta, M. Richwine, S. Achilles, and N. Miller, "Serving the Future: Advanced Wind Generation Technology Supports Ancillary Services," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 6, pp. 22–30, Nov. 2015.
- [3] M. Mohseni and S. Islam, "A space vector-based current controller for doubly fed induction generators," presented at the 35th Annual Conference of IEEE (IECON '09), Porto, 2009, pp. 3868–3873.
- [4] M. Liserre, R. Cardenas, M. Molinas, and J. Rodriguez, "Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1081–1095, Apr. 2011.
- [5] J. Vaschetti, J. C. Gomez Targarona, and J. Arcurio, "Simulation of a Wind-Power Plant Linked to a Transmission Grid-Part I: Modeling the Basic Wind Farm," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 11, no. 1, pp. 545–552, Feb. 2013.
- [6] A. B. Attya and T. Hartkopf, "Wind turbine contribution in frequency drop mitigation – modified operation and estimating released supportive energy," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 862–872, May 2014.
- [7] Y. Wang, X. Zhu, L. Xu, and H. Li, "Contribution of VSC-HVDC connected wind farms to grid frequency regulation and power damping," presented at the 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2010), Glendale, AZ, 2010, pp. 397–402.
- [8] M. Edrah, K. L. Lo, and O. Anaya-Lara, "Impacts of High Penetration of DFIG Wind Turbines on Rotor Angle Stability of Power Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 759–766, Jul. 2015.
- [9] K. V. Vidyandandan and N. Senroy, "Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 837–846, May 2013.
- [10] E. A. Belati, "Analysis of Transmission Systems With Optimal Power Flow and Doble-fed Induction Generator," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2195–2201, Jul. 2015.
- [11] N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, and R. W. Delmerico, "Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations," presented at the IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003, pp. 1977–1983.
- [12] N. R. Ullah, T. Thiringer, and D. Karlsson, "Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines-Potential and Applications," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 601–612, May 2008.
- [13] F. Baccino, F. Conte, S. Grillo, S. Massucco, and F. Silvestro, "An Optimal Model-Based Control Technique to Improve Wind Farm Participation to Frequency Regulation," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 993–1003, Jul. 2015.
- [14] R. Melicio, V. M. F. Mendes, and J. P. S. Catalao, "Modeling and Simulation of Wind Energy Systems with Matrix and Multilevel Power Converters," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 7, no. 1, pp. 78–84, Mar. 2009.
- [15] T. Hardy and W. Jewell, "Emulation of a 1.5MW wind turbine with a DC motor," presented at the IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2011, pp. 1–8.
- [16] K. Clark, N. W. Miller, and J. J. Sánchez-Gasca, "Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies," *General Electric International, Inc.*, vol. 4, 2010.
- [17] Xiaorong Zhu, Yi Wang, Lie Xu, Xiangyu Zhang, and Heming Li, "Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines for dynamic grid frequency support," presented at the IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011), Edinburgh, 2011, pp. 224–224.
- [18] Mathworks, "Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type)," <https://www.mathworks.com/>, 16-Oct-2015. [Online]. Available: http://es.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/windturbine_doublyfedinductiongeneratorphasortype.html.



Danny Ochoa Correa (M'15) nació en Ecuador en 1987. Es Ingeniero Eléctrico por la Universidad de Cuenca, Ecuador, desde 2011. En 2014, obtuvo el título de Máster Universitario en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Politécnica de Madrid, España, en donde actualmente se desempeña como investigador y estudiante de Doctorado en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Sus áreas de interés son: Integración de sistemas de generación eléctrica mediante energías renovables no convencionales a la red eléctrica, operación, control y servicios complementarios de sistemas eléctricos de potencia.



Sergio Martínez (M'02) nació en España en 1969. Es Ingeniero Industrial y Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), España, desde 1993 y 2001, respectivamente. Actualmente, es Profesor Titular de Universidad en el área de Ingeniería Eléctrica de la UPM y desarrolla su labor investigadora en el campo de la integración de la generación eléctrica con energía eólica y marina en los sistemas de energía eléctrica.