

Comportamiento de Turbinas de Viento a Velocidad Constante accionando Generador de Inducción de Rotor Tipo Jaula de Ardilla

Francisco González-Longatt

Resumen— El objetivo de este artículo es presentar aspectos cualitativos del comportamiento en régimen estacionario y de régimen dinámico característicos de una turbina de viento con diseño a velocidad constante impulsando un generador de simple jaula de ardilla directamente conectada a la red. Inicialmente, se presentan todos los modelos y parámetros usados en las simulaciones, luego se han efectuado simulaciones sobre máquinas de inducción características de esta la aplicación considerada y luego en una red de prueba, a fin obtener el comportamiento en estado estacionario y dinámico para evaluar las implicaciones asociados al comportamiento del sistema. Resultados evidencian un buen desempeño de este tipo de aerogenerador a regimenes de alta velocidad del viento. Sin embargo, resulta evidente la imposibilidad de controlar el voltaje en terminales del aerogenerador.

Palabras claves— Estado estacionario, estado dinámico, generador de inducción de jaula de ardilla, simulación, turbina de viento a velocidad constante.

I. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una tecnología en rápido crecimiento desde 1990, en términos de porcentaje –capacidad de crecimiento de la capacidad instalada por tecnología de la fuente [1]. En el futuro, muchos países alrededor del mundo están experimentando altos niveles de penetración de energía eólica. La integración de estos altos niveles en los sistema de potencia, que fueron diseñados y construido alrededor de grandes plantas centralizadas basadas en generadores sincrónicos, pueden requerir nuevos enfoques y soluciones [1]-[4].

En lo que respecta a la tecnología empleada, no existe una tendencia hacia la uniformidad en los modelos comerciales [5]. No obstante, es posible clasificarlos según diversos criterios. Por ejemplo, tomando en consideración la velocidad rotacional, las turbinas de viento pueden ser divididas en dos tipos: unidades de velocidad rotacional fija y unidades de velocidad rotacional variable [4].

En las máquinas de velocidad fija, el generador es directamente acoplado a la red principal de suministro, siendo la frecuencia de esta última, la que determina la velocidad rotacional del generador y así, la del rotor [4].

Por su parte, la baja velocidad de rotación del rotor de la turbina, es trasladada a la velocidad rotacional del generador por una caja convertidora de velocidad, con una relación de transmisión dada. La velocidad del generador depende tanto del número de pares de polos como de la frecuencia eléctrica de la red [1], [2], [4].

La mayoría de los sistemas existentes pueden ser clasificados en la siguiente forma [4] (Ver Fig. 1):

1. Turbinas de viento con velocidad rotacional fija directamente acoplados a la red.
 - a. Turbinas de viento con generador asincrónico.
 - b. Turbinas de viento con generador sincrónico.
2. Turbinas de viento con velocidad rotacional parcial o totalmente variable.
 - a. Generador sincrónico o asincrónico con convertidor en el circuito principal de potencia.
 - b. Generador asincrónico con control de deslizamiento.
 - c. Generador asincrónico con convertidores en cascada sobre un sub-sincrónico.

En la actualidad, tres tipos de turbinas de viento son las que están principalmente en el mercado [1]. Siendo la diferencia fundamental entre los tres conceptos, el sistema de generación y la vía en la cual la eficiencia aerodinámica del rotor es limitada durante vientos de alta velocidad [4], [5].

De tal modo, que casi todas las turbinas de viento instaladas en el presente, corresponden a uno de los siguientes sistemas (mostrados en la Fig. 2) [1], [4]:

- Generador de inducción con rotor de jaula de ardilla.
- Generador de inducción doblemente alimentado (rotor bobinado).
- Generador sincrónico directamente impulsado.

A comienzos de la década de 1990, las turbinas de viento la mayoría de las turbinas instaladas operaban a velocidad fija, sin importar la velocidad del viento, la velocidad del rotor de la turbina es fijada y determinada por la frecuencia de la red de suministro, la relación de la caja multiplicadora y el diseño del generador. Estas turbinas son equipadas con un generador de inducción (típicamente de rotor de jaula de ardilla) que esta directamente conectado a la red.

Manuscrito culminado el 25 de abril de 2008.

F.G.L. está con la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional, Carretera Tapa Tapa – Mariara, Sector Boca de Río, Maracay, Estado Aragua, Venezuela, Tlf. +58-414-5869605, E-mail: fglongatt@ieeee.org

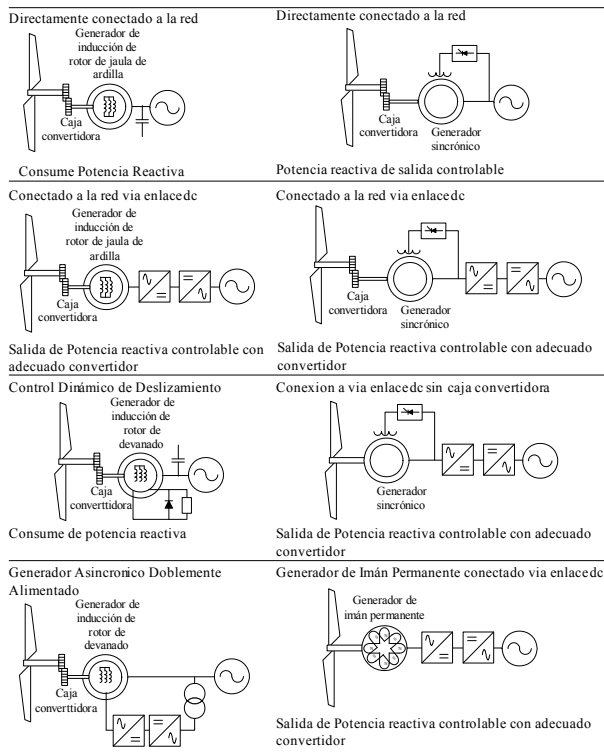


FIG 1. Diferentes esquemas de sistemas de generación de turbinas de viento

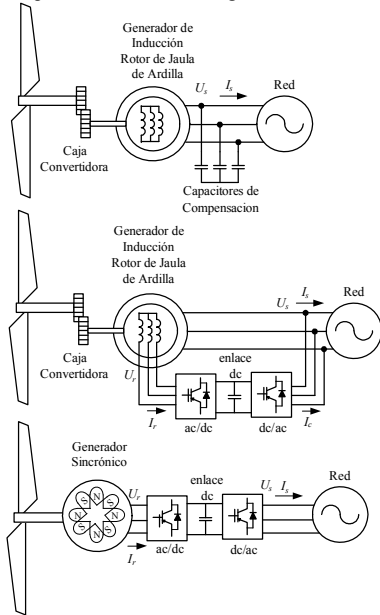


FIG 2. Esquemas de generación más empleados en turbinas de viento

Las turbinas de viento a velocidad constante es la mas madura de las tecnologías, ellas operan a una velocidad fija sin importar la velocidad del viento, y esta velocidad es determinado por la velocidad del rotor, la relación de la caja multiplicadora, y el diseño del generador [5]. Esta turbina de viento esta equipada con un generador de inducción (típicamente del tipo jaula de ardilla), que esta conectado directamente a la red, con un transformador elevador frecuentemente. Estos aerogeneradores están diseñados para lograr una máxima eficiencia a una velocidad de viento en particular [2]. Este esquema posee la ventaja de ser simple, robusto y confiable y ha sido bien probado. El consumo no

controlable de reactivo es una importante desventaja de esas turbinas de viento [1].

El principal objetivo de este artículo presentar aspectos cualitativos del comportamiento en régimen estacionario y de régimen dinámico característicos de una turbina de viento con diseño a velocidad constante impulsando un generador de simple jaula de ardilla directamente conectada a la red.

II. MODELACIÓN

En esta sección se presenta un número de consideraciones asociados a la simulación del comportamiento de turbinas de viento de eje horizontal accionado generador de inducción con rotor de jaula de ardilla (Fig. 3).

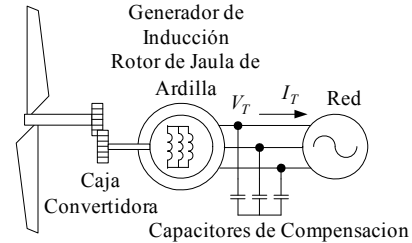


FIG 3. Esquema general de un aerogenerador empleando turbina de viento a velocidad constante con generador de inducción de jaula de ardilla

A. Régimen Estacionario

El comportamiento de un generador de inducción (jaula de ardilla) en condiciones balanceadas de régimen estacionario, puede ser entendido a plenitud a partir del circuito equivalente (circuito de Steinmetz) [4]-[6].

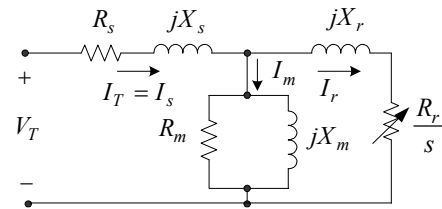


FIG 4. Circuito equivalente en régimen estacionario del generador de inducción

Se consideran conocidos, el valor de la potencia mecánica que se inyecta en el eje (P_{mec}), y el valor del voltaje en terminales de la máquina (V_T). Se han supuesto todas las cantidades en el sistema por unidad en sus correspondientes bases. Mediante simples relaciones sobre el circuito de la Fig. 4, se pueden establecer las relaciones de las principales variables electromecánicas en la máquina (ver Apéndice A).

B. Régimen Dinámico

En este artículo se ha prestado atención a la modelación de este aerogenerador, viendo a la turbina de viento como un componente electromecánico como cualquier otro conectado a un sistema de potencia. A fin de lograr un límite razonable en los requerimientos de datos y tiempos de simulación un enfoque cuasi-estacionario es usado en este artículo para describir el rotor de la turbina de viento.

La Fig. 5 muestra la estructura general del modelo de una turbina de viento a velocidad constante impulsando un generador de inducción directamente conectado a la red [6]. Las principales modelas de los subsistemas mas importantes subsistemas, principalmente e rotor, la caja multiplicadora, y

el generador, los cuales son combinados con el modelo del viento.

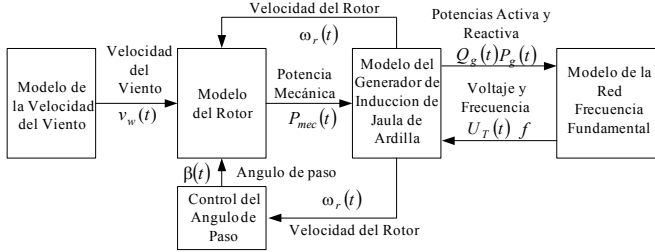


FIG 5. Representación General de la Turbina de Viento de Velocidad constante Impulsando un Generador de Inducción

C. Modelo del Viento

Este modelo genera una serie de tiempo que simula la velocidad del viento y cuyas características son controlables. Esto hace posible simular una secuencia de velocidad de viento con características deseadas, mediante el ajuste del apropiado del correspondiente a cada parámetro [6]. En este artículo se ha empleado un muy bien conocido modelo de cuatro componentes. La velocidad del viento (v_w) es la suma de las siguientes componentes [1]-[3]: valor promedio (v_{wa}), componente rampa (v_{wr}), componente de ráfaga (v_{wg}) y la turbulencia (v_{wt}).

$$v_w(t) = v_{wa} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) \quad (1)$$

El valor promedio de la velocidad del viento v_{wa} , corresponde a la media matemática de la velocidad del viento registrada durante un cierto período de tiempo considerado.

La componente de rampa en la velocidad es caracterizado por tres parámetros – amplitud de la rama A_r (m/s), el tiempo de inicio y final de la rama T_{sr} y T_{er} (s) respectivamente, la ecuación que describe esta componente es [1]:

$$\begin{aligned} v_{wr} &= 0 & \text{para } t < T_{sr} \\ v_{wr} &= A_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})} & \text{para } T_{sr} \leq t \leq T_{er} \\ v_{wr} &= A_r & \text{para } T_{er} < t \end{aligned} \quad (2)$$

Las ráfagas son indicadas por fluctuaciones rápidas en velocidad del viento con cierta variación entre los picos y la parte estable de la curva, es decir un cambio temporal en la velocidad del viento. Esta componentes es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la ráfaga de la velocidad del viento, \hat{A}_g (m/s), el tiempo comienzo o inicio de la ráfaga de la velocidad del viento T_{sg} (s), y el tiempo final de la ráfaga, T_{eg} (s), la ecuación que describe esta componente es:

$$\begin{aligned} v_{wg} &= 0 & \text{para } t < T_{sg} \\ v_{wg} &= \hat{A}_g \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{sg}}{T_{eg} - T_{sg}} \right) \right] \right\} & \text{para } T_{sg} \leq t \leq T_{eg} \\ v_{wg} &= 0 & \text{para } T_{eg} < t \end{aligned} \quad (3)$$

La componente de turbulencia es mas compleja, pero se ha empleado el modelo basado en una densidad espectral de potencia $S_{wt}(f_i)$:

$$S_{wt}(f_i) = \frac{1}{\left(\frac{\ln(h/z_o)}{v_{wa}} \right)^2} \frac{1}{\left(1 + 1.5 \frac{f_i l}{v_{wa}} \right)^3} \quad (4)$$

La componente de la turbulencia es dada por:

$$v_{wt}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wt}(f_i) \Delta f} \cos(2\pi f_i t + \phi_i + \Delta \phi) \quad (5)$$

Una discusión más detallada de esta componente escapa de los límites de interés de este artículo, sin embargo es abordada en [8].

D. Rotor de la Turbina

Un enfoque cuasi-estático es usado para describir el rotor de la turbina de viento. En este caso es bien conocido la ecuación algebraica que define la relación entre la velocidad del viento, el ángulo de paso de la turbina y la potencia mecánica extraída del viento [1]-[2],[4], [5]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho_{AIR} A_{wt} C_p(\lambda, \beta) v_w^3 \quad (1)$$

Donde ρ_{air} es la densidad del aire, A_{wt} es el área cubierta por el toro de la turbina de viento, y C_p es el coeficiente de potencia, siendo λ la velocidad periférica de la pala, y v_w la velocidad del viento a la altura del cubo.

Una ecuación general para describir el coeficiente de potencia del rotor de las turbinas de viento de velocidad constante y variable [1], [7], viene dada por:

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (2)$$

donde:

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (3)$$

Las estructuras de estas ecuaciones son originadas desde [2]. Sin embargo, los valores de las constantes que van desde c_1 hasta c_9 , han sido ligeramente modificados en su orden, de tal manera que se asemejen con los datos de los fabricantes [6]. Los de estos coeficientes, y son particulares a cada diseño de turbina de viento: velocidad variable y velocidad fija.

En éste artículo el coeficiente de potencia es representado

$$C_p(\lambda) = 0.5 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4 \beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} \quad (4)$$

donde:

$$\lambda_i = \left[\frac{1}{\lambda + 0.08} - 0.035 \right]^{-1} \quad (5)$$

En la Fig. 6 se muestra las curvas características de potencia mecánica en el eje de la turbina de viento considerada, para diferentes velocidades de viento.

Para aproximar el efecto de las variaciones de alta frecuencia en la variación del viento que se suavizan en la superficie de la superficie del rotor, particularmente cuando la velocidad del viento muy altas, un filtro pasa bajo fue

considerado, con una constante de tiempo (τ_f) de 4.0 seg.

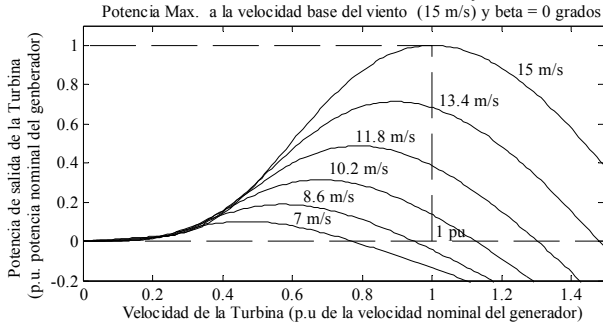


FIG. 6. Potencia de salida para la turbina de viento a velocidad constante

E. Modelo del Generador

En este artículo se ha usado las ecuaciones de voltaje de un generador de inducción de simple jaula de ardilla en los ejes dq para modelar el generador. Un conjunto completo de ecuaciones puede ser conseguido en la literatura, y son las siguientes [2]-[5]:

$$\begin{aligned} v_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega \psi_{ds} \\ v_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} + \omega \psi_{qs} \\ v'_{qr} &= 0 = R'_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + (\omega - \omega_r) \psi'_{ds} \\ v'_{dr} &= 0 = R'_r i'_{dr} + \frac{d\psi'_{dr}}{dt} + (\omega - \omega_r) \psi'_{qs} \end{aligned} \quad (6)$$

Donde v es el voltaje, i es la corriente y R es la resistencia y ψ es el flujo. Todas las cantidades están en por unidad. Los subíndices d y q significan las componentes en eje directo y cuadratura, y los índices r y s para el rotor y estator respectivamente [1], [7] (ver Fig. 7).

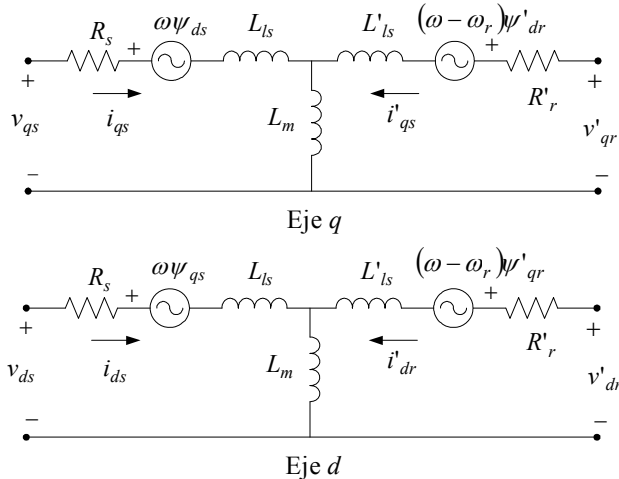


FIG. 7. Modelo del generador de inducción en el eje dq

El torque eléctrico (T_{elec}) es dado:

$$T_{elec} = \frac{3}{2} p (\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}) \quad (7)$$

Y la ecuación de movimiento del generador es:

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_r}{dt} &= \frac{1}{2H} (T_{elec} - F\omega_r - T_{mec}) \\ \frac{d\theta_r}{dt} &= \omega_r \end{aligned} \quad (8)$$

Donde H es la constante de inercia del rotor y T_{mec} es el torque mecánico, F es el coeficiente de amortiguamiento.

F. Modelo del Control de Angulo de Paso

El control del ángulo de paso solo es activado para altas velocidades del viento, ya que al presentarse éstas el sistema no puede controlarse con el aumento de la potencia generada, debido a que se produciría sobrecarga en el generador y el convertidor, además se presentan daños mecánicos irreparables en la turbina de viento, entonces se puede decir que el ángulo de paso es ajustado para limitar la eficacia aerodinámica del rotor [1].

En éste artículo se ha considerado funcionamiento básico de este sistema de control, expresado en el diagrama de bloque del control de la Fig 5.

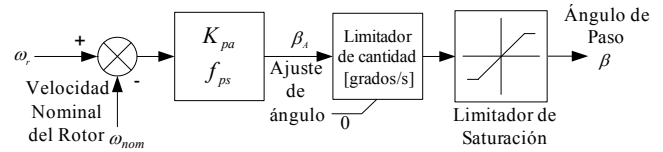


FIG 5. Diagrama de Bloque del Control del Angulo de Paso

III. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

A. Régimen Estacionario

Para propósitos de este artículo se está interesado en el desempeño en régimen estacionario de las variables asociadas a máquina de inducción de jaula de ardilla, que son de aplicación típica en sistemas de conversión de energía del viento. Se han considerado cuatro (04) máquinas de inducción de jaula simple de ardilla, cuyos datos se relacionan en la Tabla 1.

TABLA 1. DATOS DE LA MÁQUINA DE INDUCCIÓN DE SIMPLE JAULA DE ARDILLA

Símbolo	Máquina #1 [16]	Máquina #2 [17]	Máquina #3 [18]	Máquina #4 [19]-[20]
V_{nom}	0.66 kV	660 V	545 V	1000 V
S_{nom}	350 kVA	330 kVA	1.5 MVA	2 MVA
f	60 Hz	50 Hz	60 Hz	50 Hz
R_s	0.00571 p.u.	0.00708 p.u.	0.004843 p.u.	0.01 p.u.
R_r	0.00612 p.u.	0.00759 p.u.	0.004377 p.u.	0.01 p.u.
X_r	0.06390 p.u.	0.23289 p.u.	0.1791 p.u.	0.08 p.u.
X_s	0.18780 p.u.	0.07620 p.u.	0.1248 p.u.	0.10 p.u.
X_m	2.78000 p.u.	3.44979 p.u.	3.77 p.u.	3.00 p.u.
H	3.02500 s	3.0 s	0.5 s	0.50 s

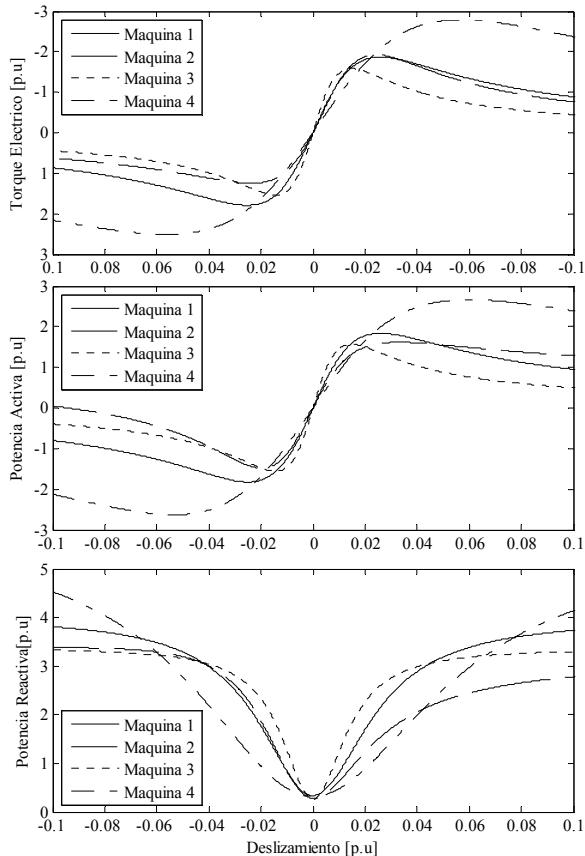
Un programa desarrollado en MATLAB™ fue empleado para evaluar inicialmente algunos valores extremos de la operación de las máquinas de inducción consideradas, los resultados se agrupan en la Tabla 2.

Inicialmente se ha de observar que para todas las máquinas de inducción de jaula de ardilla consideradas el torque máximo en el modo de motor y como generador son diferentes, lo que delata que la curvas de torque versus deslizamiento no es simétrica respecto al origen, situación fácilmente demostrable con la Fig 8.

TABLA 2.

PUNTOS DE INTERÉS DE MÁQUINA DE INDUCCIÓN DE SIMPLE JAULA DE ARDILLA [21]

Símbolo	Máquina #1 [16]	Máquina #2 [17]	Máquina #3 [18]	Máquina #4 [19]-[20]
T_{base}	1856.80	1750.70	7957.74	10610.32
T_{max1}	1.79152	1.24626	1.53860	2.51188
T_{max2}	-1.86795	-1.92603	-1.58586	-2.79245
$S_{max1,2}$	0.02551	0.02401	0.01459	0.05648
I_{rb}	3.991	3.285	3.379	5.586
$S_{nom,mot}$	0.0062	0.0078	0.004359	0.0097
$S_{nom,gen}$	-0.0061	-0.0068	-0.004300	-0.0095
I_0	0.3369	0.2836	0.2568	0.3226

FIG. 8. Curva Característica varias variables versus Deslizamiento para las diferentes máquinas para la zona de $\pm 10\%$ de deslizamiento

Se puede observar que el torque máximo en operación como motor es menor que el alcanzado cuando las máquinas operan como generador. En las máquinas consideradas como pequeñas #1, 350 kVA y #2, 330 kVA, el deslizamiento al que se logra el máximo torque es mucho más bajo que la máquina considerada como grande #4, 2MW, sin embargo la máquina #3 exhibe un bajo deslizamiento.

La máquina #3 posee la menor curva de toque (en por unidad referido a los valores de placa) y de hecho es la más aguda; es decir, ésta máquina limita su operación normal en condiciones de régimen estacionario a un deslizamiento pequeño por debajo de 1%. Las máquinas consideradas como pequeñas, máquinas #1 y #2, poseen curvas de toque similares, aunque una mayor asimetría entre los valores extremos de torque en ambos modos es logrado con la máquina de 330 kVA, 660 V, máquina #2.

La máquina que posee la mayor curva de torque es la máquina #4 de 2MW, que posee el mayor pico que se alcanza en el mayor deslizamiento de todas las máquinas, lo que

permite inferir que esta máquina está diseñada y permite una operación en una regulación de velocidad más amplia.

En la Tabla 2, al evaluar la corriente de rotor bloqueado (I_{rb} , para $s = 1.0$ p.u.) de las máquinas consideradas, se observa que la máquina de mayor capacidad (#4, 2MW), es la que posee mayor corriente de rotor bloqueado, sin embargo sorprende que la máquina #1, 350 kVA sea la segunda con mayor valor.

1) Control de Voltaje

Las turbinas de viento a velocidad constante poseen generadores de inducción de rotor simple de jaula de ardilla, y siempre consumen potencia reactiva [4]. El valor de potencia reactiva que consumen depende del voltaje en terminales, la potencia activa generada y la velocidad del rotor [1], [4], [6].

En la Fig 8 muestra la relación entre el voltaje en terminales, la velocidad del rotor (deslizamiento), la generación de potencia reactiva y el consumo de potencia reactiva. Esta figura muestra que el generador de inducción no puede ser usado para el control de voltaje, debido a que el solamente consume potencia reactiva y no la genera y debido a que el intercambio de la potencia reactiva con la red no puede ser controlados pero es gobernado por la velocidad del rotor, la potencia activa y el voltaje en terminales [6].

El hecho de que un generador de inducción de rotor simple jaula de ardilla consuma potencia reactiva puede ser una desventaja, particularmente en el caso de grandes turbinas de viento o granjas de viento y/o redes débiles. De tal modo, el consumo de potencia reactiva en el generador en la mayoría de los casos, es compensado con capacitores. En esta forma, el intercambio de potencia reactiva, entre la combinación generador+capacitor por un lado, y la red en el otro, puede ser reducido de modo tal que se mejora el factor de potencia del sistema como un todo [6].

Un capacitor convencional es una fuente de potencia reactiva no controlable [4]. La adición de capacitores de compensación, el impacto en los voltajes de nodo de la turbina de viento es reducido. Pero esto es solamente una mejora cualitativa.

Las capacidades de control de voltaje no son extendidas, debido a que ellas mantienen una relación única entre el voltaje en terminales y la generación de potencia reactiva. Las capacidades de control del voltaje para turbinas de viento a velocidad constante solamente pueden ser aumentadas por el uso soluciones más avanzadas en vez de los capacitores convencionales. Tales soluciones avanzadas incluyen el fuentes de potencia reactivas controlables, tales como capacitores conmutados o bancos de capacitores, o condensadores estáticos (statcon) o compensadores estáticos de VAR (SVC).

La capacidad de control de voltaje puede ser aumentada con el uso de estos dispositivos, donde el controlador determina el valor de potencia reactiva a ser generada o consumida, de acuerdo a la función de transferencia del controlador. Es fácil permitir que la turbina de viento controle su voltaje en terminales, pero en algunos casos el voltaje en este nodo es controlado por la red. Cuando el voltaje medido es muy bajo la generación de reactivos aumenta, y cuando es muy alto la generación de reactivos es disminuida.

B. Régimen Dinámico

A fin de evaluar el comportamiento de una turbina de viento a velocidad constante, empleando un generador de inducción con rotor de simple jaula de ardilla; los modelos antes descritos fueron implementados dentro de un programa desarrollado en Matlab® Simulink™. En la Fig. 9, se muestra la red de prueba sobre la cual se efectuaron simulaciones [7].

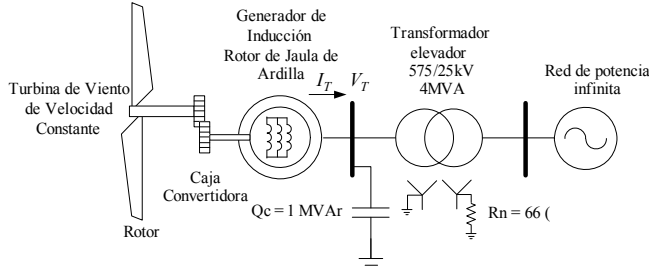


FIG 9. Red de Prueba

Se trata de una típica turbina de viento a velocidad constante que opera un generador de inducción con rotor de simple jaula de ardilla 2 MVA, 575 V. Todos los valores excepto la velocidad del viento están en por unidad y sus valores son mostrados en el apéndice.

Un capacitor para la corrección del factor de potencia fue incluido con 1 MVar, 575 kV. Un transformador elevador, 575/25 kV, $X = 0.25$ p.u., $X/R = 30$ fue incluido para conectar la turbina de viento a una barra equivalente de un gran sistema de transmisión de 25 kV (datos restantes pueden ser vistos en el Apéndice B).

1) Cambios en la Velocidad del Viento

Inicialmente se ha decidido aplicar a este sistema una serie de tiempo real, y reconocida en la literatura [1], [2] para la velocidad de viento (v_w) de un minuto, la cual ha sido ajustada para una velocidad promedio de 16.5 m/s, y se ha observado el comportamiento de las principales variables eléctricas y mecánicas (Fig. 10).

Los cambios en la velocidad del viento, pasan de valores tan altos como 18.45 m/s hasta 11.3 m/s, si embargo para valores mayores a la nominal $v_{nom} = 15$ m/s, el sistema de control de ángulo de paso de la pala β entra en funcionamiento limitando la energía extraída del viento, en el mayor de los casos llega a 2.27° , lo que hace que la potencia eléctrica (P_{elec}) para velocidades de viento superiores a los 15 m/s se mantenga cercano a la potencia nominal; y la velocidad de giro de la turbina (ω_r) experimenta desviaciones menores al 0.6%, con lo que se evidencia el comportamiento de velocidad constante de este tipo de aerogenerador.

A velocidades de viento menores a la nominal, la turbina experimenta un drástico descenso en la potencia eléctrica generada (0.7 p.u.), con un aumento en la potencia reactiva, pero sin embargo, debido a que el sistema de transmisión es débil se produce un aumento en el voltaje en terminales (V_t) del aerogenerador. Aunque los cambios de velocidad del rotor son pequeños, el consumo de reactivos del generador de inducción experimenta (Q) cambios apreciables; los cuales son parcialmente cubiertos la compensación local de factor de potencia (Q_c). Importante atención merece el comportamiento del voltaje en terminales del aerogenerador (V_t), el cual sale de los límites de regulación.

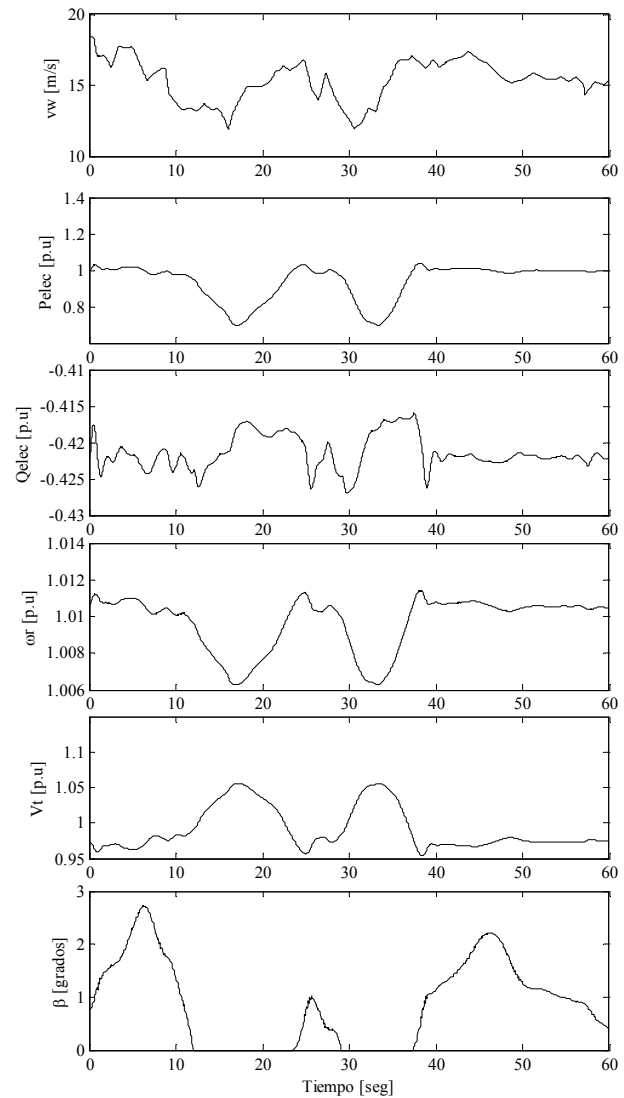


FIG 10. Comportamiento de las variables asociadas a la red de prueba para una serie de tiempo de velocidad de viento real con $v_{av} = 16.5$ m/s

A velocidad de viento por debajo de la velocidad nominal, el voltaje tiende a aumentar debido a que se reduce la producción de potencia eléctrica y se trata de una red débil, situación opuesta ocurre para velocidades más altas de viento. Considerando una regulación de voltaje de $\pm 5\%$, el voltaje en terminales sale en regulación por el límite superior cerca de 2.4 segundos en dos ocasiones, lo cual podría degenerar en un disparo del aerogenerador por sobre voltaje.

Para una evaluación más detallada del comportamiento de la red de prueba se ha decidido emplear el modelo del viento descrito para generar dos series de tiempo de velocidad de viento, donde se ha contemplado velocidad constante, considerando alta y baja turbulencia según el estándar IEC 61400 [9], [10], y los resultados del comportamiento de las principales variables son mostradas en la Fig. 11.

El viento con alta turbulencia experimenta menores valores extremos en la velocidad del viento comparado con el viento de baja turbulencia. La alta turbulencia incide directamente en una producción de potencia eléctrica con menos variabilidad, debido a las menores desviaciones en la velocidad del rotor; y que en todo caso se observa que el control de ángulo de paso

del rotor de la turbina interviene en menor amplitud en el caso de altas turbulencias.

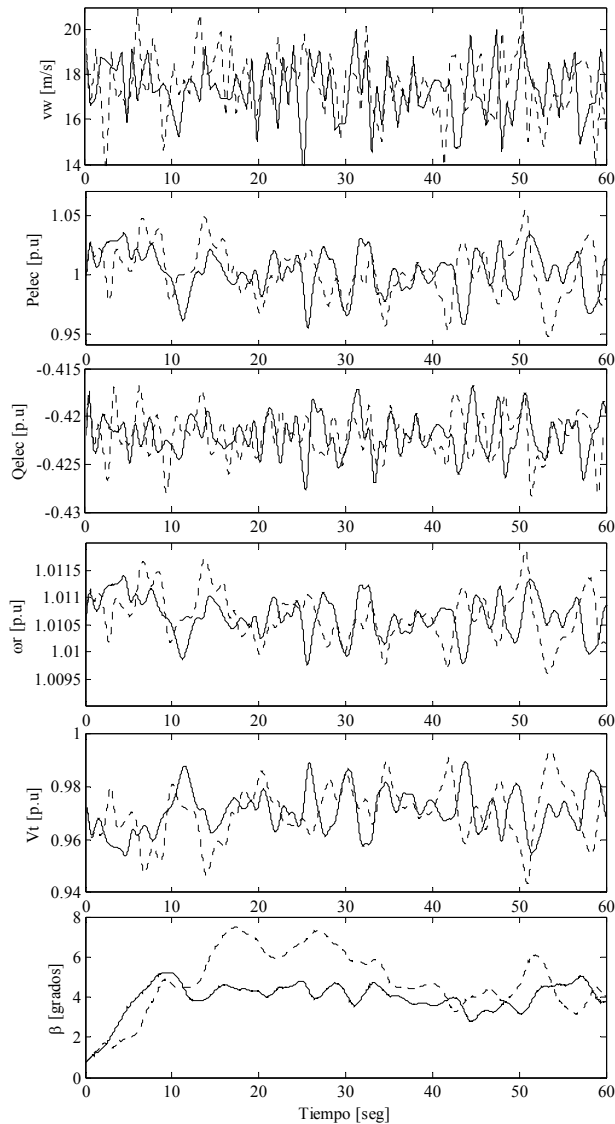


FIG 11. Comportamiento de las variables asociadas a la red de prueba para una serie de tiempo de velocidad de viento con $v_{av} = 16.5\text{m/s}$, alta turbulencia: línea sólida, baja turbulencia: línea punteada

El viento con alta turbulencia, produce que el voltaje en terminales del aerogenerador salga de regulación violando el límite interior, en tres ocasiones durante la serie de tiempo de un minuto, que en el caso más extremo llega a 0.75 seg, lo cual podría ocasionar el disparo por mínimo voltaje del aerogenerador. Sin embargo, en condiciones de baja turbulencia no se viola la regulación de voltaje.

2) Cortocircuito

Para evaluar el comportamiento transitorio de la máquina de inducción se ha observado la respuesta de la corriente y velocidad del rotor antes una falla por cortocircuito trifásico sólido en terminales de la unidad.

La Fig. 12, presenta la respuesta dinámica de un generador de inducción para una falla trifásica aplicada en sus terminales, la cual es eliminada a diferentes tiempos de despeje (t_c).

La respuesta temporal de la corriente del generador de inducción exhibe inicialmente un pico elevado, que depende

de la condición operativa y los parámetros de la máquina; esta corriente disminuye rápidamente, debido a que la falla impide el suministro de potencia reactiva desde la red, de modo que se amortigua rápidamente la corriente de falla. En el instante que se retira la falla, se hace presente en la respuesta de corriente un pico secundario, el cual, depende del tiempo de despeje de la misma.

Y que dependiendo de los parámetros del generador, la impedancia de cortocircuito en los terminales de la unidad y la duración de la falla, puede llegar a ser mayor a la corriente de falla.

La velocidad del rotor del generador de inducción, aumenta durante la duración de la falla y una vez que es despejada exitosamente la velocidad puede retornar al equilibrio. Las desviaciones en la velocidad del rotor del generador, va a depender del tiempo de duración de la falla; en la Fig. 13, se muestra que el valor máximo aumenta, conforme lo haga el tiempo de exposición del generador a la falla; esta situación también se produce en la duración del transitorio

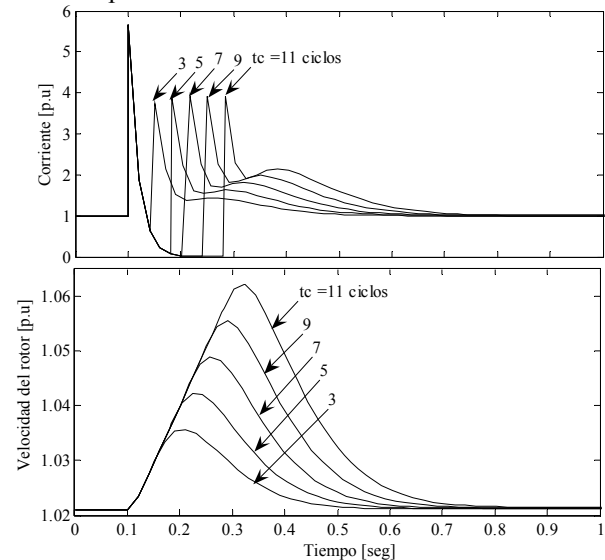


FIG 12. Comportamiento dinámico del generador de inducción considerando para diferentes tiempos de despeje

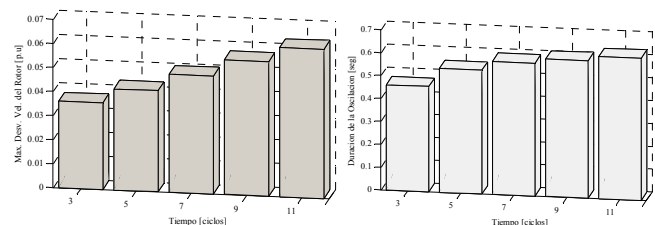


FIG 13. Máxima desviación de la velocidad del rotor y duración de la oscilación, en el generador de inducción, para varios tiempos de despeje de falla

IV. CONCLUSIONES

En este artículo se inicialmente se ha hecho un esfuerzo único de modelación de los aspectos relacionados de la modelación de aerogeneradores que emplean turbinas de viento a velocidad constante impulsando generador de inducción directamente conectado a la red; y además son presentados todos los parámetros asociados a lo modelos en el caso de una aplicación real.

Se ha explorado el comportamiento en regimen estacionario y dinámico de a turbina de viento a velocidad constante con generador de inducción.

Los resultados obtenidos han demostrado que las fluctuaciones en la velocidad del viento tienen impacto en casi todas las variables asociadas a la turbina de viento.

V. BIOGRAFIA



Francisco Gonzalez-Longatt. Obtuvo el titulo de ingeniero electricista del Instituto Universitario Politécnico de la Fuerza Armada, Venezuela (1994). Master en Administración de Empresas de Universidad Bicentenario de Aragua, Venezuela (1999) y Doctor en Ciencias de la Ingeniería en la universidad Central de Venezuela (2008). Es profesor a dedicación exclusiva, categoría agregado, en pre-grado y postgrado, fue Jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad

Experimental Politécnica de la Fuerza Armada. Investigo durante un año, sobre la enseñanza de las ciencias técnicas en el Doctorado en Ciencias de la Educación, de la Universidad Pedagógica El Libertador. Su principal área de interés es el impacto de la generación distribuida en el comportamiento de sistemas de potencia. Autor de textos de ecuación superior, más de una decena de artículos en revistas y congresos a nivel internacional. Es miembro del Institute of Electrical Engineers (IEE), y miembro de varias sociedades entre ellas la Power Engineering Society del IEEE.

APÉNDICE A

TABLA A1.

CARACTERÍSTICA DEL ROTOR DE LA TURBINA [1], [2]

Característica	Valor
Velocidad del rotor	15 rpm
Diametro del rotor	75 m
Area del toror A_r	4418 m
Potencia nominal	2 MW
Velocidad nominal del viento	15 m/s
Relación de la caja	1:89
Constante de Inercia	2.5 s

TABLA A2.

PARÁMETROS DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN [2]

Generator characteristic	Valor
Numero de pared de polos	2
Velocidad del generador	1517 rpm
Potencia nominal	2 MVA
Voltaje nominal	575 V
Inductancia mutua	3.0 p.u.
Inductancia del estator	0.010 p.u.
Inductancia del rotor	0.080 p.u.
Resistencia del estator	0.010 p.u.
Resistencia del rotor	0.010 p.u.
Capacitor de compensación	0.5 p.u.
Constante de inercia	5.0 s

TABLA A3.

PARÁMETROS DEL CONTROL DEL ÁNGULO DE PASO [2]

Parámetro	Valor
K_{pa}	175
F_{ps}	0.02
Pendiente	5°/s

APÉNDICE B

Partiendo de la potencia mecánica que se inyecta en el eje (P_{mec}), y el valor del voltaje en terminales de la máquina (V_T) se puede calcular el deslizamiento (s) de operación mediante el cálculo de las raíces del siguiente polinomio:

$$\alpha_0 s^2 + \alpha_1 s + \alpha_2 = 0 \quad (b.1)$$

Donde los coeficientes del polinomio vienen dados por:

$$\begin{aligned} \alpha_0 &= P_{mec} R_{eq}^2 + P_{mec} (X_{eq} + X_r)^2 + R_r |V_{eq}|^2 \\ \alpha_1 &= 2R_{eq} R_e P_{mec} - R_r |V_{eq}|^2 \\ \alpha_2 &= R_r^2 P_{mec} \end{aligned} \quad (b.2)$$

Una vez que se obtienen los valores de las raíces del polinomio cuadrático del deslizamiento, se toma la raíz más positiva.

AGRADECIMIENTOS

El autor quiere expresar su agradecimiento a los amigos Thomas Ackermann (Royal University of Technology, Suecia), y Johan G. Slootweg (Delft University, Netherland), por sus acertados comentarios en el desarrollo de las simulaciones.

SÍMBOLOS

V_{nom}	Voltaje Nominal [V]
S_{nom}	Potencia Nominal [kVA]
f	Frecuencia Nominal [Hz]
R_s	Resistencia del Estator [p.u]
R_r	Resistencia del Rotor [p.u]
X_r	Reactancia del Rotor [p.u]
X_s	Reactancia del Estator [p.u]
X_m	Reactancia Magnetizante [p.u]
H	Constante de Inercia [s]
T_{base}	Torque Nominal [N.m]
T_{max1}	Torque máximo, motor [p.u]
T_{max2}	Torque máximo, generador [p.u]
$S_{max1,2}$	Deslizamiento al que ocurre el torque máximo [p.u]
I_{rb}	Corriente de rotor bloqueado [p.u]
$S_{nom,mot}$	Deslizamiento a Corriente nominal, motor [p.u]
$S_{nom,gen}$	Deslizamiento a Corriente nominal, generador [p.u]
I_0	Corriente en Vacío [p.u]
$P_{elec,max}$	Potencia Eléctrica Máxima, generador [p.u]
S_{max}	Deslizamiento para $P_{elec,max}$ [p.u]
Q_0	Potencia reactivo en vacío [p.u]

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Thomas Ackermann, **Wind Power in Power Systems**. John Wiley & Sons, Ltd Stockholm, Sweden, 2005.
- [2] J. G. Slootweg. "**Wind Power. Modeling and Impact on Power System Dynamics**". PhD Thesis. University of Delft. Netherland. December, 2003.
- [3] P. Ledesma, "**Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica**", Tesis Doctoral Universidad Carlos III de Madrid, España, 2001.
- [4] F. Gonzalez-Longatt. "**Impacto de la generación distribuida en el comportamiento de los sistema eléctricos de potencia**". Tesis Doctoral. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Junio, 2008.
- [5] F. González-Longatt". "**Consideraciones acerca de Compensación Reactiva y Niveles de Cortocircuito en la Integración de Generadores de Inducción**". III Iberoamericano de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica, III CIBELEC. 5-9 Mayo de 2008. Mérida Venezuela.
- [6] F. González-Longatt. "**Efecto del Viento en un Aerogenerador de Velocidad Constante**" III CIBELEC. 5-9 Mayo de 2008. Mérida Venezuela.
- [7] F. González-Longatt, O. Amaya, M. Coz, L. Duran. "**Dynamic Behavior of Constant Speed WT based on Induction Generator Directly connect to Grid**". 6th World Wind Energy Conference and Exhibition (WVEC 2007). October 2-4, 2007. Mar del Plata Argentina.
- [8] P. Kundur, **Power system stability and control**, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.

- [9] Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk, Scott D. Soudhoff, **Analysis of Electric Machinery**. McGraw-Hill, 1989.
- [10] P. M. Anderson, and Anjan Bose. “**Stability simulation of wind turbines systems**”. IEEE Trans. On Power Apparatus and System, PAS102(12:3791-3795, December 1983.
- [11] V. Akhmatov, “**Development of Dynamic Wind Turbine Model in the electric power supply**”. M. Sc. Thesis, Department of Electrical Power Engineering. Technical University of Denmark, 1999.
- [12] O Amaya, M. Cooz, F. Gonzalez-Longatt “**Modelado del Viento para Simulaciones Computarizadas de Sistemas de Potencia**”. Reporte de Investigación 2007-12, Venezuela Abril, 2007 (online). Available at: <http://www.giaelec.org/ReportesInv/RPT2007-12.pdf>
- [13] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, **Wind Energy Handbook**, John Wiley & Sons, Ltd. 2001.
- [14] International Electrotechnical Comisión IEC, **IEC 61400-1 Wind turbine generator systems – Part 1 Safety Requirements**.