

Control Basado en Pasividad para Regulación de Potencia en Sistemas de Generación Eólicos

Irvin López García y Gerardo R. Espinosa Pérez

Resumen—El objetivo de este trabajo es el de probar formalmente que un controlador pasivo recientemente desarrollado para generadores de inducción de rotor devanado, bajo la suposición de que el par mecánico entregado a la máquina es constante, es capaz de regular flujos de potencias entre un sistema de generación eólico y la red eléctrica, a partir de suponer conocida y constante a tramos la velocidad del viento. La contribución principal del trabajo es la prueba formal de estabilidad del controlador pasivo para esta aplicación. La evaluación numérica del controlador muestra que el objetivo de control se alcanza de manera notable y bajo condiciones de operación seguras para el generador de inducción.

Palabras claves: Generación Eólica, Control basado en Pasividad, Generador de Inducción, Regulación de Potencia

I. INTRODUCCIÓN

La humanidad no puede medir su desarrollo sin considerar los distintos tipos de energía que ha usado a lo largo de su historia. Sin duda, una de las formas más prácticas y más seguras ha sido la energía eléctrica. Por tal razón, buscar nuevas maneras de generarla es apremiante, tanto para el medio ambiente, como para la economía de cualquier país.

En la actualidad, los Sistemas de Generación Eólicos (SGE) son los que han repuntado por el gran desarrollo tecnológico que han tenido [1], [2]. De los diferentes tipos de que se tiene, los que se basan en Generadores de Inducción de Rotor Devanado (GIRD) son los más usados, ya que operan en rangos de velocidades de viento más amplios y pueden despachar potencia activa y reactiva a la red eléctrica [3]. En trabajos recientes, se ha demostrado que este tipo de SGE también pueden ayudar en la estabilidad de las redes eléctricas, si se controla adecuadamente la potencia reactiva [4], [5]. En [6], por ejemplo, se demuestra que contribuyen de manera importante en la reducción de oscilaciones en las redes eléctricas. Es por ello que la búsqueda de nuevas estrategias de control para este tipo de SGE es apremiante.

El control vectorial (campo orientado) es la técnica más aceptada en el ámbito industrial para la máquina de inducción [7], por ello existen varias estrategias de control de este tipo para controlar los SGE, las cuales se basan en la combinación de cancelaciones y esquemas lineales con acciones

proporcional e integral (PI), sintonizados alrededor de un punto de equilibrio [8]-[11]. El problema con ellos es que resultan ser sensibles a variaciones paramétricas, requieren de altas ganancias y por lo general, no presentan una prueba formal de estabilidad que sustenten sus resultados [12], [13]. Para este tipo de controladores, [14] es particularmente importante, ya que sustentan sus resultados mediante una prueba formal de estabilidad, sin embargo, no considera la dinámica de la turbina eólica.

En el área de controladores no lineales, las técnicas más usadas son el modo deslizante (*sliding mode*), la linealización por retroalimentación (*feedback linearization*) y el control basado en pasividad, siendo esta última la que recientemente ha presentado las estrategias de control más atractivas, desde el punto de vista de simplicidad y entendimiento. Sin embargo, el problema es que operan siempre al SGE en su punto máximo de potencia, sin la posibilidad de despachar potencia reactiva [15], [16]. En [17] se aborda totalmente el problema de regular potencias entre el SGE y la red eléctrica a través de un controlador no lineal *feedback/feedforward*, exponiendo que no es recomendable que el SGE opere siempre en su punto máximo de operación, ya que es una fuente de energía no controlada, rompiendo con ello el principio fundamental de mantener la confiabilidad de una red eléctrica a través de una fuente de energía controlada. El problema con este trabajo es que no muestran las potencias en el rotor para alcanzar los objetivos de control, por lo que no se tiene certeza de que no se rebasan los valores nominales del generador para este devanado.

Desde la perspectiva de [17], el proceso de diseño del controlador pasivo reportado en [18] permite ver que es factible aplicar el controlador para resolver el problema de regulación de potencia activa y reactiva entre un SGE y la red eléctrica. Por ello, el propósito de este trabajo es demostrar formalmente que este controlador puede resolver este problema, considerando que la velocidad del viento es constante a tramos y explotando sus propiedades de estabilidad. El trabajo se lleva a cabo suponiendo que el SGE está representado por el GIRD y que se idealiza la dinámica de los demás subsistemas que lo conforman.

El resto del trabajo está organizado de la siguiente manera: en el apartado II se presenta el SGE, en III se presenta el modelo del GIRD, en IV el modelo de la turbina eólica y el viento, en V la formulación del problema, en VI un análisis de solubilidad, en VII el controlador propuesto y su análisis de estabilidad y en VIII la evaluación numérica y por último, en el apartado en IX las conclusiones.

Irvin López García es estudiante doctoral de la UNAM, A.P. 70-256, 04510 México D.F., MEXICO. irvinlopez@yahoo.com. También es Profesor en la UAM-Azcapotzalco, A.P. 02200, México D.F. MEXICO
G. Espinosa-Pérez labora en DEPEFI - UNAM, A.P. 70-256, 04510 México D.F., MEXICO. gerardoe@unam.mx

II. SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICO

Desde una perspectiva de sistemas, el SGE está conformado por diferentes subsistemas, como se muestra en la Figura 1. Se puede ver, por ejemplo, que el problema de la caracterización del viento, la acción de la Turbina Eólica y la caja de engranes conforman el subsistema mecánico. El GIRD en sí representa otro subsistema, al igual que la red eléctrica (RE). Para un SGE con un GIRD, se tiene como actuador principal a un convertidor de potencia bidireccional, conocido como *back-to-back* [19], la cual conforma otro subsistema. Por lo tanto, al SGE se le puede representar solamente con el modelo del GIRD si se consideran conocidas y caracterizadas las dinámicas de los demás subsistemas, las cuales son entradas naturales al modelo dinámico del GIRD.

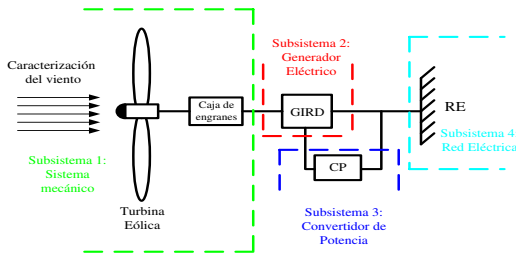


Fig. 1. Sistema de Generación Eólico (SGE)

La dinámica del subsistema mecánico se puede integrar si se considera conocido el perfil de la velocidad del viento y se representa a la turbina eólica con un modelo teórico, conocido de literaturas especializadas [20]. La red eléctrica se puede representar con un bus infinito (BI), operando en condiciones de estado estacionario, con la posibilidad de despachar potencia reactiva [21]. Para el caso del convertidor de potencia, se puede considerar que el *back-to-back* tiene la capacidad de drenar las potencias necesarias que demande el controlador pasivo en el devanado de rotor de la máquina de inducción y que opera en condición de factor de potencia unitaria ($FP = 1,0$) en el lado de la red eléctrica [16].

III. MODELO DEL GIRD

Bajo las suposiciones de operación en condiciones balanceadas, de linealidad en el circuito magnético (no saturación), parámetros constantes (invariantes por calentamiento) y fuerza magnemotriz libre de armónicos, como lo especifican [22], el modelo matemático del GIRD en un marco de referencia $dq0$, girando a una velocidad síncrona y alineada con el vector del voltaje del estator, está dado por [18]

$$\dot{\Psi}_s = -\omega_s L_s \mathbf{J} i_s - \omega_s L_{sr} \mathbf{J} i_r - R_s i_s + u_s, \quad (1)$$

$$\dot{\Psi}_r = -(\omega_s - \omega) L_{sr} \mathbf{J} i_s - (\omega_s - \omega) L_r \mathbf{J} i_r - R_r i_r + u_r, \quad (2)$$

$$J \dot{\omega}_r = L_{sr} i_s^T \mathbf{J} i_r - B \omega + T_m, \quad (3)$$

donde ω_s es la velocidad del marco de referencia, ω es la velocidad mecánica del rotor, i_{sd} e i_{sq} son las corrientes en el estator, Ψ_{rd} y Ψ_{rq} los encadenamientos de flujos en el rotor,

u_s y u_r el voltaje en el estator y rotor, respectivamente. L_s , L_r son las inductancias propias del estator y rotor, L_{sr} es la inductancia mutua, R_s y R_r son las resistencias de los devanados, J es el momento de inercia, B el coeficiente de fricción y T_m el par mecánico aplicado. $L_{sr} i_s^T \mathbf{J} i_r = T_g$ es el par electromagnético generado dentro de la máquina de inducción.

Para este trabajo, T_m se va a considerar como una entrada que depende tanto de la velocidad mecánica del rotor (ω) y la velocidad del viento (v), como se describe más adelante.

IV. TURBINA EÓLICA Y VIENTO

IV-A. Turbina Eólica

La potencia mecánica que se captura del viento a través de la turbina eólica está dada por la siguiente ecuación no lineal, según lo reportado en [1] y [11],

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (4)$$

donde R es el radio del área de barrido de los álabes de la turbina, ρ es la densidad del aire y C_p es el coeficiente de potencia de la turbina eólica, la cual representa el porcentaje de energía contenida en el viento que es transformada en energía mecánica en el eje del rotor. Según [23], [24], el límite físico para este coeficiente es de 59.26 %, y es conocida como el *Límite de Betz*. Explícitamente, en [20] se da un modelo para este coeficiente,

$$C_p(\lambda) = \left[\frac{60,042}{\lambda} - 2,588 \right] e^{\frac{-21}{1-0,035\lambda}} + 0,0068\lambda \quad (5)$$

donde el coeficiente depende solamente del índice de la velocidad de punta (λ)

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}, \quad (6)$$

ya que se considera fijo el ángulo de ataque de los álabes a un valor cero ($\beta = 0$), proporcionando el máximo coeficiente de potencia, según [1], [11] y [24].

Si se despeja ω de la ecuación (6) se puede establecer el par mecánico que entrega la turbina de siguiente manera

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_q(\lambda), \quad (7)$$

donde

$$C_q = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (8)$$

Es importante hacer notar que el valor máximo que alcanza el coeficiente de potencia en una turbina eólica comercial está por debajo del *Límite de Betz*. Por lo tanto, se maneja un valor práctico para este coeficiente en las turbinas eólicas, lo cual es de 0,42 [1], [11]. Trabajar a las turbinas eólicas en este punto de operación es posible si se logra controlar la velocidad mecánica del rotor (ω), para compensar las variaciones que se tienen en el viento (ver ecuación (6)). Pero, también es claro que si se fija la potencia activa que

se quiere despachar a la red eléctrica, esta condición no se alcanza, ya que la velocidad mecánica de operación no corresponde a la λ_{opt} . Por lo tanto, es claro que existen dos perspectivas de despacho de potencia activa con el SGE hacia la red eléctrica.

IV-B. Viento

El viento se puede explicar como masas de aire en movimiento y su origen se lo debe al calentamiento desigual que se tiene en la superficie terrestre, como lo explican [1], [25] y [24]. Desde el punto de vista de energía, la característica que interesa más entre la comunidad científica interesada en usar el viento como fuente de energía, es su variabilidad, la cual se torna importante según las condiciones geográficas y climáticas que se tengan, además de que ésta persiste en un amplio rango de escalas de tiempo [24], [26].

De acuerdo a lo publicado por [26], la energía cinética almacenada por unidad de volumen es $E_k = \frac{1}{2}\rho v^2$, donde ρ es la densidad de flujo del aire. Para una corriente de aire que fluye a través de una área transversal A , la tasa de flujo es el producto del área por la velocidad del viento (Av). Por lo tanto, la potencia en el viento queda definida como

$$P_v = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (9)$$

La energía disponible en el viento se obtiene al integrar (9) durante un tiempo T_p

$$E_v = \frac{1}{2}\rho A \int_0^{T_p} v^3 dt \quad (10)$$

De la ecuación (9) se puede ver que la velocidad del viento afecta de manera cúbica a la potencia contenida en el viento. Es por ello que la variabilidad del viento es la característica más preocupante, si se usa como fuente de energía.

V. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Desde un punto de vista general, el modelo equivalente del GIRD (1)-(3) exhibe una estructura para la potencia activa (\mathcal{P}) y reactiva (\mathcal{Q}) si se asume que el estator del GIRD está conectado a un bus infinito con una magnitud de voltaje U y frecuencia determinada por la red eléctrica (ω_s). Bajo esta perspectiva, las potencias en el estator de la máquina quedan como

$$\mathcal{P}_{ab} = I_s^T U_s; \quad \mathcal{Q}_{ab} = -I_s^T \mathbf{J} U_s, \quad (11)$$

donde I_s y U_s son el vector de corriente y voltaje en el estator en el marco de referencia natural ab , respectivamente, la cual es explicado ampliamente en [22]. En el marco de referencia $dq0$ síncrono, con el voltaje del estator orientado con el eje d [14], las expresiones para las potencias están dadas por las siguientes ecuaciones,

$$\mathcal{P}_s = \frac{3}{2} U i_{sd}; \quad \mathcal{Q}_s = -\frac{3}{2} U i_{sq} \quad (12)$$

Tomando en cuenta esta situación y asumiendo que se quiere controlar el flujo de potencias entre un SGE y la

red eléctrica a través de estas potencias, la formulación del problema de control queda planteada de la siguiente manera
Considere que el modelo del GIRD dado por (1)-(3). Asuma que

- A.1** La velocidad mecánica y las variables eléctricas en el estator y rotor están disponibles para medición.
- A.2** La velocidad de viento es constante a tramos y conocida.
- A.3** La magnitud y frecuencia del voltaje en el estator son conocidas y están fijadas por la red eléctrica.
- A.4** Todos los parámetros del GIRD y la turbina eólica son conocidos.
- A.5** Par mecánico conocido y proporcionado por una turbina eólica.

Bajo estas condiciones, diseñar una ley de control para el voltaje del rotor $u_r = u_r(i_s, i_r, \omega)$ tal que

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \mathcal{P}_s = \mathcal{P}_s^*; \quad \lim_{t \rightarrow \infty} \mathcal{Q}_s = \mathcal{Q}_s^*;$$

donde \mathcal{P}_s^ y \mathcal{Q}_s^* son valores deseados para las potencias en el estator del GIRD, asegurando estabilidad interna.*

Nota 1: Las consideraciones de suponer conocidas todas las variables en el sistema es aceptable porque se tiene acceso total al GIRD y el uso de anemómetros es una práctica común en este tipo de sistemas. Las restricciones fuertes es suponer conocido y constantes los parámetros del sistema, suponer conocido el par mecánico, así como, considerar condición de estado estacionario en la red eléctrica todo el tiempo.

VI. ANÁLISIS DE RESOLUBILIDAD

Una vez que la formulación del problema ha sido planteada, es importante hacer un análisis en estado estacionario del sistema para determinar los valores requeridos para una condición de operación deseada.

El punto de equilibrio del sistema nominal (1)-(3)(GIRD) está determinado por un conjunto de ecuaciones algebraicas, dadas por

$$0 = -\omega_s L_s \mathbf{J} i_s^* - \omega_s L_{sr} \mathbf{J} i_r^* - R_s i_s^* + u_s, \quad (13)$$

$$0 = -(\omega_s - \omega^*) L_{sr} \mathbf{J} i_s^* - (\omega_s - \omega^*) L_r \mathbf{J} i_r^* - R_r i_r^* + u_r, \quad (14)$$

$$0 = L_{sr} i_s^{*T} \mathbf{J} i_r^* - B \omega^* + T_m(\omega^*), \quad (15)$$

donde (*) denota los valores de las variables de estado bajo una operación de equilibrio. Nótese que bajo las suposiciones que se se hacen en el planteamiento del problema, u_s es constante todo el tiempo, mientras que T_m lo es a tramos y depende de ω^* .

El análisis se concentra en las ecuaciones (13) y (15) porque (14) se tiene la entrada de control, la cual se puede satisfacer si se selecciona apropiadamente las variables que la definen. Es claro de (12) que para un valor prescrito para la potencia activa y reactiva en el estator, las correspondientes corrientes en el estator están dadas por

$$i_s^* = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{U} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{P}_s^* \\ \mathcal{Q}_s^* \end{bmatrix}, \quad (16)$$

ya que $u_s = [U \ 0]^T$.

De la ecuación (13) se obtiene la corriente deseada en el rotor

$$i_r^* = \frac{\mathbf{J}^T}{\omega_s L_{sr}} [u_s - (\omega_s L_s \mathbf{J} + R_s \mathbf{I}_2) i_s^*], \quad (17)$$

donde se utiliza el hecho de que $\mathbf{J}^T \mathbf{J} = \mathbf{I}_2$.

La definición de la velocidad mecánica deseada del rotor (ω^*) es

$$\begin{aligned} \omega^* &= \frac{1}{B\omega_s} i_s^{*T} \mathbf{J} [-(\omega_s \mathbf{I}_2 + R_s \mathbf{J}^T) i_s^* + \mathbf{J}^T u_s] + \frac{T_m(\omega^*)}{B} \\ &= \frac{1}{B\omega_s} [\mathcal{P}_s^* - R_s \|i_s^*\|^2] + \frac{T_m(\omega^*)}{B}, \end{aligned} \quad (18)$$

ya que $\mathbf{J}\mathbf{J} = -\mathbf{I}_2$ y $\|i_s^*\|^2 = i_s^{*T} i_s^*$, esto es, $\|\cdot\|$ denota la norma Euclidiana.

Es importante hacer notar que si se sustituye $\|i_s^*\|^2$ en (18), la cual está definida explícitamente por

$$\|i_s^*\|^2 = \frac{4}{9U^2} [\mathcal{P}_s^{*2} + \mathcal{Q}_s^{*2}],$$

se obtiene una ecuación para \mathcal{P}_s^* y \mathcal{Q}_s^* dada por

$$\begin{aligned} \mathcal{P}_s^{*2} \left(\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r} \right) - \mathcal{P}_s^* \left(\frac{2}{3B_r \omega_s} \right) + \\ \left(\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r} \mathcal{Q}_s^{*2} - \frac{T_m(\omega^*)}{B_r} + \omega^* \right) = 0, \end{aligned} \quad (19)$$

Nótese que la potencia activa que se despacha en el estator del GIRD en un SGE no es la potencia que se le está entregando a la red eléctrica. De un análisis en estado estacionario del GIRD [27], se sabe que la potencia activa entregada a la red eléctrica está definida de la siguiente manera

$$P_{RE} = P_s(1-s) - P_{sJ} - P_{rJ} \quad (20)$$

donde s es el fenómeno de deslizamiento que se establece por el principio de funcionamiento de la máquina de inducción [22], la cual está definida de la siguiente manera

$$s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s}, \quad (21)$$

Si se sustituye (20) en (19), se tiene que

$$\begin{aligned} \left(\frac{2P_{RE}^2}{3B} \right) \left(\frac{1}{\omega^*} \right) - \left(\frac{4R_s P_{RE}^* \omega_s}{9B u_{sd}^2} \right) \left(\frac{1}{\omega_s^2} \right) - \\ \left(\frac{4R_s}{9B \omega_s u_{sd}^2} \right) (\mathcal{Q}_{RE}^*)^2 + \frac{1}{B_r} T_m(\omega^*) - \omega^* = 0, \end{aligned} \quad (22)$$

la cual se puede resolver para la velocidad mecánica deseada (ω^*), si se establecen las potencias deseadas en la red eléctrica (P_{RE}^* , Q_{RE}^*).

VII. CONTROLADOR PROPUESTO Y ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Como resultado principal se presenta una prueba formal de estabilidad del controlador pasivo reportado en [18] cuando se le aplica para regular potencias entre en un SGE y la red eléctrica, bajo las suposiciones consideradas. Para ello, se parte de la propiedad de Estabilidad global y Exponencial (EGE) del sistema nominal (GIRD con par mecánico constante ($T_m = cte$)) y se plantea la dinámica de la turbina eólica como una perturbación acotada no desvaneciente para el sistema. Bajo esta condición, partiendo de la metodología planteada en [18] para el diseño del controlador pasivo, la derivada a lo largo de la trayectoria del sistema nominal se define de la siguiente manera

$$\begin{aligned} \dot{H}_d(e) &= \left\{ -\left(\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right)^T (F_d + F_d^T) \left(\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right) \right\} + \\ &\quad \left(\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right)^T \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ T_m(\omega) - T_m(\omega^*) \end{bmatrix}, \end{aligned} \quad (23)$$

donde e es una variable de error en los estados ($e = x - x^*$) y $T_m(\omega) - T_m(\omega^*)$ es una perturbación al sistema nominal, como se indica en la siguiente ecuación

$$\dot{z} = f(x, u) = F_d \frac{\partial H_d(x)}{\partial x} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*) \end{bmatrix} \quad (24)$$

Nótese que en (24) se puede explotar el hecho de que el sistema nominal es EGE desde el punto de vista de estabilidad de puntos de equilibrios, al extender el resultado para el caso cuando se considere que se le está perturbando. Para este trabajo, la perturbación no se desvanece en el equilibrio y queda acotada de la siguiente manera,

$$\|T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*)\| \leq \delta, \quad (25)$$

donde δ se puede determinar a partir del par mecánico deseado ($T_m(\omega^*)$) y por el *Límite de Betz*, conocido como coeficiente de potencia (C_p) para las turbinas eólicas.

De acuerdo a la naturaleza de la perturbación, lo que se tiene es que el origen deja de ser un punto de equilibrio para el sistema perturbado (24). En este caso, lo más que se puede esperar es que los estados del sistema perturbado sean por última instancia, acotada por una cota pequeña (*ultimate bonded*), si la perturbación $T_m(\omega) - T_m(\omega^*)$ es pequeña en algún sentido.

Para este problema, se presenta el siguiente resultado

Resultado: Considere el modelo del GIRD (1)-(3) y asuma que se mantienen **A.1-A.5**.

Sea la entrada de control del rotor dada como [18]

$$\begin{aligned} u_r &= (\omega_s - \omega) \mathbf{J} (L_{sr} \dot{i}_s + L_r \dot{i}_r) + R_r \dot{i}_r + \\ &\quad p_s F_{21} (L_s e_s + L_{sr} e_r) + p_r F_{22} (L_{sr} e_s + L_r e_r) + \\ &\quad J p_m F_{23} e_m, \end{aligned}$$

donde

$$F_{21} = -\frac{L_{sr}R_s}{\mu_r p_r} \mathbf{I}_2, \quad F_{22} = -\frac{k_r}{2p_r} \mathbf{I}_2 \quad y \quad (26)$$

$$F_{23} = \frac{L_{sr}}{\mu_r} \mathbf{J}^T (L_s i_s + L_{sr} i_r),$$

mientras que $k_r > 0$, $p_r > 0$, $p_m > 0$ y

$$p_s > \left(\frac{J L_{sr}^2}{4B\mu_r L_r} \|\Psi_r^*\|^2 \right) p_m$$

Bajo estas condiciones se cumple que

$$\|e\| \geq \frac{p_m J}{\|P_d\| \theta \lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\}} \|T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*)\|, \quad (27)$$

donde $0 < \theta < 1$.

Por lo tanto con (27) se asegura que fuera de una bola de radio $\|e\|$ el sistema perturbado (24) es estable.

Prueba: Del sistema nominal no perturbado, se sabe que

$$-\left(\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right)^T (F_d + F_d^T) \left(\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right) \leq -\lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\} \|e\|^2, \quad (28)$$

la cual es válida por la propiedad de la función cuadrática, la cual se puede acotar por arriba y por abajo por sus valores propios de la siguiente manera

$$\lambda_{\min}\{P\} \|x\|^2 \leq x^* P x \leq \lambda_{\max}\{P\} \|x\|^2$$

Con esta afirmación, se tiene lo siguiente para el sistema perturbado (24)

$$\begin{aligned} \dot{H}_d(e) &= \left[\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right]^T [F_d - F_d^T] \left[\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right] + \\ & p_m J_m \left[\frac{\partial H_d(e)}{\partial e} \right]^T \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \underbrace{T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*)}_{\tilde{T}_m} \end{bmatrix} \\ & \leq -\lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\} \|e\|^2 + p_m J \|P_d\| \|e\| \|\tilde{T}_m\| \\ & = -(1-\theta) \lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\} \|e\|^2 - \\ & \theta \lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\} \|e\|^2 + \\ & p_m J \|P_d\| \|e\| \|\tilde{T}_m\|, \end{aligned}$$

donde $0 < \theta < 1$, con lo se tiene que $-(1-\theta) \lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\} \|e\|^2 \leq 0$. Por lo tanto $\dot{H}_d(e) \leq 0$ si

$$-\theta \lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\} \|e\|^2 + p_m J \|P_d\| \|e\| \|\tilde{T}_m\| \leq 0,$$

la cual lleva a la siguiente restricción

$$\|e\| \geq \frac{p_m J}{\|P_d\| \theta \lambda_{\min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\}} \|\tilde{T}_m\|,$$

con lo cual se asegura que el sistema perturbado (24) es estable fuera de la bola de radio $\|e\|$.

Nota 2: La importancia de este resultado es que se puede probar formalmente que la propiedad de estabilidad (EGE) del controlador pasivo reportado en [18] sirve como base para demostrar formalmente que el controlador pasivo puede ser aplicado directamente para regular potencias entre un SGE basados en GIRD y la red eléctrica, conservando únicamente propiedades de estabilidad fuera de una bola de radio \tilde{T}_m (estabilidad práctica), definido por la perturbación.

VIII. EVALUACIÓN NUMÉRICA

Para ilustrar las características de estabilidad (convergencia) exhibida por la ley de control para cuando $T_m = T_m(\omega)$, se utilizaron los siguientes parámetros para el GIRD: $R_s = 4,92[\Omega]$, $R_r = 4,42[\Omega]$, $L_s = 0,725[H]$, $L_r = 0,715[H]$, $L_{sr} = 0,71[H]$, $J_m = 0,00512[kg \cdot m^2]$ y $B_r = 0,005[N \cdot m/rad/s]$. Las siguientes ganancias de sintonización: $k_s = 1000$, $k_r = 100$ y $k_m = 0,01$, las cuales respetan las restricciones de diseño que asegura la propiedad de EGE en lazo cerrado del sistema nominal (sistema no perturbado). Para este caso, se consideran las siguientes potencias de despacho a la red eléctrica: $\mathcal{P}_{RE}^* = -1000 [W]$ y $\mathcal{Q}_{RE}^* = 200 [VAR]$, con los siguientes parámetros para la turbina eólica: $R = 0,8 [m]$, $\rho = 1,225 [\frac{kg}{m^3}]$, $A = 2,01 [m^2]$. El perfil de la velocidad del viento considerado se muestra en la Figura 2.

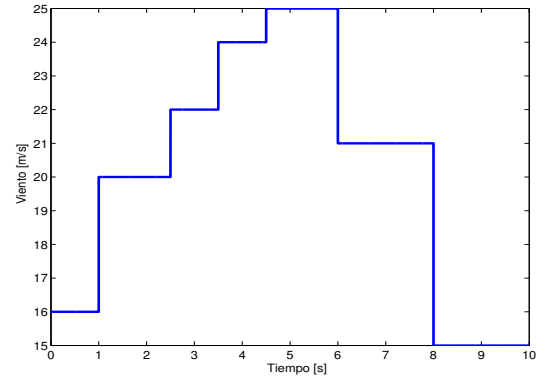


Fig. 2. Perfil de la velocidad del viento

Con el perfil de la velocidad del viento definido y las potencias de despacho en la red eléctrica establecidas, se resuelve numéricamente la ecuación (22) para la velocidad mecánica deseada. Posteriormente, se calcula el par mecánico deseado y las potencias necesarias en el estator y rotor del GIRD para cada velocidad de viento.

En la Figura 3 se presentan las potencias en la red eléctrica, donde no se alcanzan a ver los efectos de los cambios de magnitud del viento en la convergencia por el transitorio tan grande al momento de arrancar el SGE, debida a la condición inicial tan drástica que se consideró (cero).

Tomando en consideración esta situación, en la Figura 4 se presenta un acercamiento de las potencias en la red eléctrica, donde se puede apreciar que los transitorios que se tienen después del arranque ya no son tan importantes y que se desvanecen rápidamente.

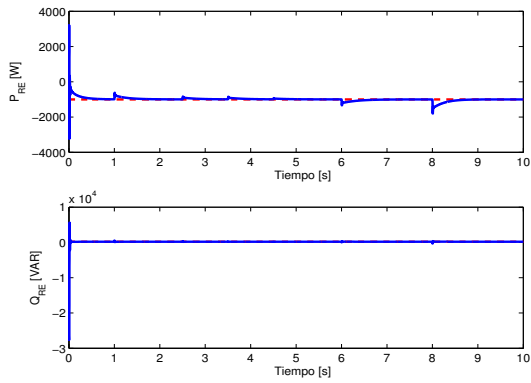


Fig. 3. Potencia activa y reactiva en el estator del GIRD

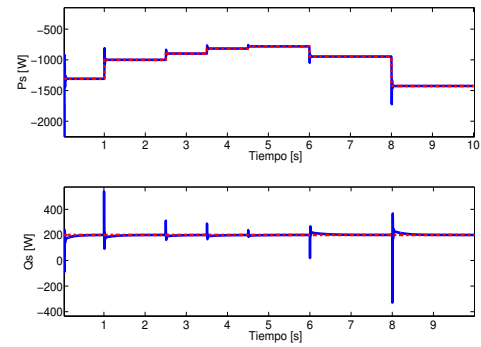


Fig. 6. Acercamiento de las potencias en el estator del GIRD

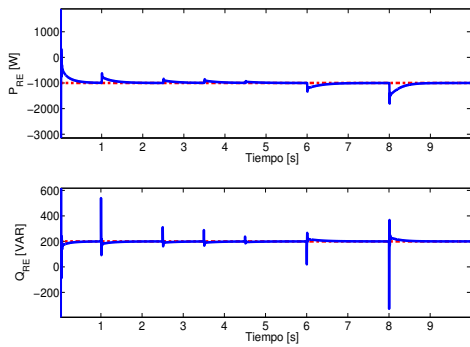


Fig. 4. Acercamiento de las pérdidas en estator y rotor del GIRD

En la Figura 5 se muestra la convergencia que se tiene de la velocidad mecánica, la cual es notable, considerando los intervalos de tiempo que se tienen en el perfil viento.

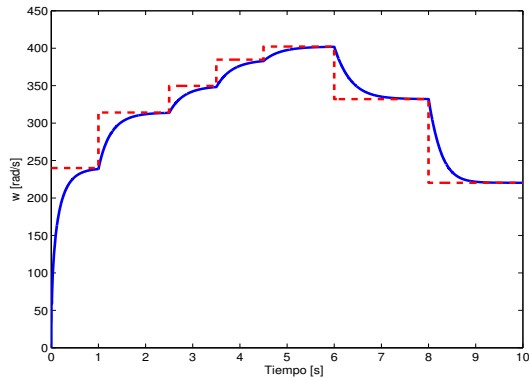


Fig. 5. Velocidad mecánica

En la Figura 6 se presenta un acercamiento de las potencias que se despachan en el estator del GIRD, donde se puede observar que la potencia activa que se está entregando a la red eléctrica varía todo el tiempo, mientras que la potencia reactiva que se está demandando es fija.

Para el caso de las potencias en el rotor, en la Figura 7 se presenta un acercamiento de las potencias que se despachan después del arranque, donde se puede apreciar que la potencia activa y reactiva cambian todo el tiempo, además

de que cambian de signo, mostrando la condición de entrega y demanda de potencia activa, por la acción de operación *subsíncrona* y *supersíncrona* impuesta por las acciones de control.

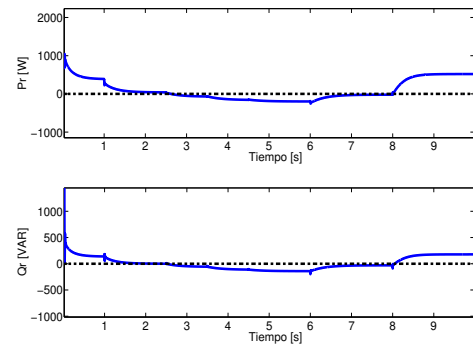


Fig. 7. Acercamiento de las potencias en el rotor del GIRD

En las Figuras 8 y 9 se muestra un acercamiento de la corriente y voltaje instantáneo en la fase *a* del estator y rotor del GIRD, donde se puede ver que no se exceden los valores nominales del GIRD, las cuales son: $V_s = 219,39$ [V_{rms}], $I_s = 2,6$ [A_{rms}] y $(V_r = 219,39$ [V_{rms}] y $I_r = 2,2$ [A_{rms}]), permitiendo inferir que se puede llevar a cabo experimentalmente esta evaluación de manera segura para el GIRD.

IX. CONCLUSIONES

En este trabajo se demostró formalmente que el controlador pasivo reportado en [18] es estable cuando se emplea directamente para resolver problemas de regulación de potencias entre un SGE y la red eléctrica, bajo las suposiciones consideradas. Los resultados de simulación muestran una adecuada convergencia y un buen desempeño del controlador después del arranque. Es importante enfatizar que el problema de la condición transitoria que se tiene en el arranque, se debe a la condición tan drástica que se consideró para la condición inicial del sistema (cero).

De los resultados reportados, es particularmente importante resaltar el hecho de que se puede regular libremente

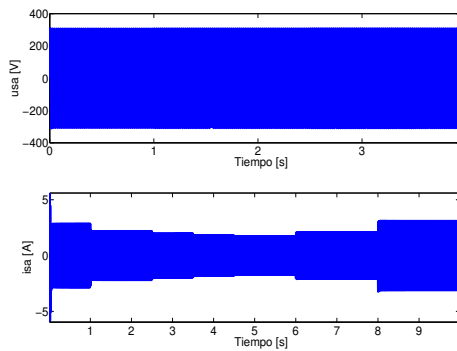


Fig. 8. Voltaje y corriente instantánea en estator

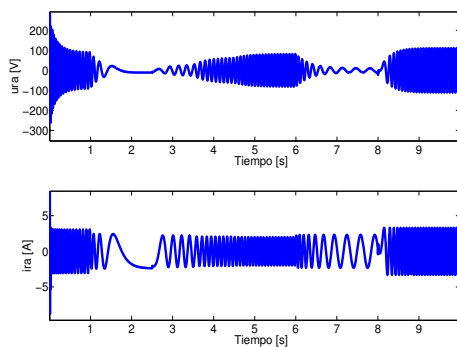


Fig. 9. Voltaje y corriente instantánea en rotor

la potencia reactiva en la red eléctrica, teniendo como única restricción respetar los valores nominales del GIRD. Esta condición marca una diferencia importante, si se le compara con las estrategias de control reportadas recientemente para este problema, las cuales no tienen la capacidad de despachar potencia reactiva a la red eléctrica.

REFERENCIAS

[1] Patel M. R. *Guest Editorial: Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. CRC, 2006.

[2] Mukund R., Patel *Wind and Solar Power Systems (Design, Analysis and Operation)* CRC-Taylor & Francis. Second Edition. 2006.

[3] Datta, T. F Ranganathan, V. T. *Variable-Speed Wind Power Generation Using Doubly Fed Wound Rotor Induction Machine-A Comparison With Alternative Schemes*. IEEE Transactions on energy conversion, Vol, 17, No.3, pp. 414-421, September 2002.

[4] Konopinski R., Vijayan P. and Ajjarapu V. *Extended Reactive Capability of DFIG Wind Parks for Enhanced System Performance*. IEEE Transactions on power systems, Vol, 24, No.3, pp. 1346-1354, August 2009.

[5] Engelhardt S., Erlich I., Feltes C., Kretschmann J. and Shewarega F. *Reactive Power Capability of Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators*. IEEE Transactions on energy conversion, Vol, 26, No.1, pp. 364-372, March 2011.

[6] Tsourakis G., Nomikos B. and Vournas C. *Contribution of Doubly Fed Wind Generatorsto Oscillation Damping*. IEEE Transactions on energy conversion, Vol, 24, No.3, pp. 783-791, September 2009.

[7] Leonhard, W. *Control of electric drives*. Berlin-Germany: Springer, 1995.

[8] Pena R., Clare J. and Asher G. *Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation*. Inst. Elect. Eng. Proc. Elect. Power Appl. Vol. 143, No. 3, pp. 231-241, May 1996.

[9] Hu J. and He Y. *Modeling and enhanced control of DFIG under unbalanced grid voltage conditions*. Elsevier-Electric Power Systems Research. Vol. 79, pp. 273-281, 2009.

[10] Akagi H. and Sato H. *Control and performance of a doubly-fed induction machine intended for a flywheel energy storage system*. IEEE Transactions on power electronic Vol. 17, No. 1, pp. 109-116, January 2002.

[11] Muller S., Deicke M., and De Doncker R. *Doubly fed induction generator systems for wind turbines*. Industry Applications Magazine, IEEE Ind. Appl. Mag., Vol. 8, No. 3, pp. 26-33, May-June 2002.

[12] Barros L. S., Mota W. S., and Moura D. F. *Matrix method two linearization and state space representation of power systems containing doubly fed induction machines operating as wind generators*. IEEE/PES Trans. Distrib. Conf. Expo: Latin America, pp. 1-6, August 2006.

[13] Marinescu B. *A robust coordinated control of the doubly-fed induction machine for wind turbines: A state-space based approach*. In proc. Amer. Control Conf. Vol. 1, pp. 174-179, June 2004.

[14] Peresada, S., Tilli, A., Tonielli, A. *Power control of a doubly fed induction machine via output feedback*. Control Engineering Practice, Vol. 12, No. 1, pp. 41-57, 2004.

[15] Monroy A., Alvarez I. L. and Espinosa P. G. *Passivity based control for variable speed constant frequency operation of a DFIG wind turbine*. International Journal of control, Vol. 81, No. 9, pp. 1399-1407, September 2008.

[16] Song H. and Qu Y. *Energy-based modelling and control of wind energy conversion systems with DFIG*. International Journal of control, Vol. 84, No. 2, pp. 281-292, February 2011.

[17] Tang C., Guo Y. and Jiang J. *Nonlinear Dual-mode Control of Variable-Speed Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generators*. IEEE Transaction on control systems technology, Vol. 19, No. 4, pp. 774-756, 2004, July 2011.

[18] Battlle, C., Doria C. A., Espinosa P. G., and Ortega R. *Simultaneous Interconnection and Damping Assignment Passivity-Based Control: The induction Machine Case Study*. International Journal of control. Vol. 82, pp. 241-255, 2009.

[19] Kazmierkowski, M. P., Krishan, R., and Blaabjerg, F. *Control in power electronics (Selected Problems)*. Academic Press (An Imprint of Elsevier Science), 2002.

[20] Heier S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Wiley, 1998.

[21] Kundur P. *Power System Stability and Control* McGraw-Hill, 1994.

[22] Krause, C. P., Wasynczuk O., Sudhoff, D. S. *Analysis of electric machinery and drive system*. IEEE Press Power Engineering Series, Second Edition, 2002.

[23] Sahin A. D. *Progress and Recent Trends in Wind Energy*. Progress in Energy and Combustion Science, 30:501-543, 2004.

[24] Burton T., Sharpe D., Jenkins N., and Bossanyi E. *Wind energy*. Wiley online Library.

[25] Le Gourières D. *Wind power plants: Theory and design*. Pergamon, 1982

[26] Bianchi F., De Battista H., and Hand M. *Wind turbine control systems: Principles, modelling and gain-scheduling desing*. 2006

[27] Santos-Martin D., Arnaltes S., and Rodriguez-Amenedo J. *Reactive power capability of doubly fed asynchronous generators*. Electric Power Systems Research. Vol. 78, pp. 1837-1840, 2008.