

Regulación de potencia en SCEE de velocidad y paso variable en la región plena carga

F. D. Bianchi[†]

R. J. Mantz[‡]

C. F. Christiansen[§]

LEICI, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata (UNLP)

CC. 91, 1900 La Plata, Argentina. Tel-Fax: (54)(221)425 9306.

Email: fbianchi@ing.unlp.edu.ar

†UNLP-CONICET, ‡UNLP-CICpBA, §UNLP.

Resumen— En los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE) de medianas potencias, el control del paso de las palas es un método habitual para regular la potencia en la región de plena carga. No obstante, el control de paso presenta serias restricciones debido a la limitación en la velocidad de respuesta del actuador. Por otra parte, las estrategias de velocidad variable son especialmente útiles para mejorar la eficiencia de conversión en la región de carga parcial. Sin embargo, su aplicación en región de plena carga puede dar lugar a problemas de estabilidad. En este trabajo se analiza, en el contexto del control óptimo, como la acción combinada de la operación a velocidad variable y el control de paso puede mejorar la regulación de potencia en la región de plena carga.

Palabras Claves— Sistemas de conversión de energía eólica, control de paso, operación a velocidad variable, control óptimo.

I. Introducción

El rango de operación de los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE) suele dividirse en dos regiones. La región de carga parcial correspondiente a las velocidades de viento inferiores y la región de plena carga correspondiente a las velocidades de viento superiores. En la primera, el objetivo es maximizar la captura de energía, mientras que en la segunda se debe asegurar que la turbina no exceda los límites máximos de potencia y velocidad de rotación (Freris, 1990).

Cuando un SCEE es conectado directamente a la red eléctrica, la velocidad de rotación es aproximadamente fija. En este modo de operación se dispone estrategias pasivas y activas para evitar que los límites de potencia y velocidad sean excedidos. En el caso de las estrategias pasivas, el propio diseño de las palas garantiza que la turbina opere dentro de límites seguros en cualquier velocidad de viento. Si bien esta alternativa es simple y económica, causa importantes cargas dinámicas y menor captura de energía (Freris, 1990). Dentro de las estrategias activas, una de las más comunes es el

control del paso de las palas. Las turbinas con la capacidad de variar el paso pueden girar las palas sobre su eje longitudinal para modificar el empuje y cambiar así la eficiencia de conversión. Aunque este mecanismo es más costoso, brinda un buen control y menores cargas dinámicas. Por este motivo, las turbinas de mediana a alta escala comúnmente utilizan control de paso (Freris, 1990; Ma, 1997).

Por otra parte, en los SCEE que operan a velocidad variable se desvincula la frecuencia de la red de la velocidad de rotación. Para este fin, se intercala un convertidor electrónico entre el generador y la red o se emplean generadores de inducción de rotor bobinado con control por el circuito de rotor. La independencia entre la frecuencia y la velocidad es especialmente útil en la región de carga parcial, en donde permite controlar el par del generador logrando máxima eficiencia de conversión (Ekelund, 1997). La operación a velocidad variable también permite regular la potencia y la velocidad en la región de plena carga, básicamente se fuerza a la turbina a trabajar en baja eficiencia de conversión (Muljadi, Pierce y Migliori, 2000; Ekelund, 1997; Miller, Muljadi y Zinger, 1997). No obstante, la característica del par, cuando la turbina opera en baja eficiencia, puede dar lugar a problemas de estabilidad (Leithead y Connor, 2000). Además, a menos que se mida el viento, la potencia sólo puede regularse por debajo del valor nominal, lo cual implica una menor eficiencia respecto al control de paso (Muljadi et al., 2000).

Actualmente, los adelantos en la electrónica de potencia han hecho que la operación a velocidad variable sea cada vez más común, aún en SCEE de medianas potencias. Esto ha dado lugar a un creciente interés en el control de turbinas de velocidad y paso variable (Muljadi y Butterfield, 2001; Bossanyi, 2000; Leithead y Connor, 2000; Ma, 1997). Esta combinación trata de suplir las limitaciones de cada uno de los controles (paso y velocidad variable) cuando actúan en forma independiente. El control de paso suele ser lento a causa de la velocidad de respuesta limitada del mecanismo de giro de las palas, lo cual afecta considerablemente la respuesta transitoria. En cambio, el control del

par del generador es rápido. La combinación de ambos controles puede mejorar la regulación de potencia sin necesidad de operar en zonas donde puede haber problemas de estabilidad.

Los SCEE de velocidad y paso variable son sistemas *Multiple-Input Multiple-Output* (MIMO) con variables fuertemente acopladas. Sin embargo, muchas de las estrategias presentadas en la bibliografía suelen utilizar las variables de control en forma independiente. Por ejemplo, algunas estrategias utilizan la velocidad variable en carga parcial y el control de paso en plena carga (Muljadi y Butterfield, 2001; Bossanyi, 2000). Otras estrategias, en cambio, actúan simultáneamente en plena carga sobre el paso y el par del generador pero el controlador tiene una estructura diagonal. Esto es, el paso es consecuencia de un error de velocidad y la señal de control del convertidor electrónico se obtiene a partir de un error de par (Leithead y Connor, 2000).

En este trabajo se analiza, dentro del contexto de control óptimo, como la acción simultánea del control del paso y del par del generador, considerando el acoplamiento entre las distintas variables, puede mejorar la regulación de potencia en la región de plena carga en los SCEE de velocidad y paso variable.

II. SCEE de velocidad y paso variable

Un SCEE de velocidad y paso variable puede analizarse a partir de los cuatro subsistemas interconectados mostrados en la Fig.1.

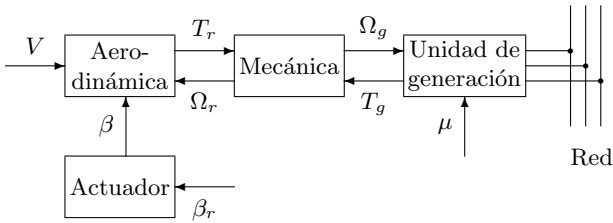


Figura 1: Diagrama en bloques de un SCEE.

El subsistema “aerodinámica” considera la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica. Tiene como entradas la velocidad del viento V , el ángulo de paso β y la velocidad de rotación de las palas Ω_r . La salida es el par desarrollado por la turbina T_r , el cual se relaciona con las entradas a través de la siguiente expresión

$$T_r(V, \beta, \Omega_r) = \frac{\pi \rho R^2}{2} C_q(\lambda, \beta) V^2, \quad (1)$$

donde ρ es la densidad del aire, R es el radio de las palas, λ es la relación de punta de pala ($\lambda = \Omega_r R / V$) y $C_q(\cdot)$ es el coeficiente de par definido por $C_p(\lambda, \beta) / \lambda$. El $C_p(\cdot)$ es el coeficiente de potencia que indica la eficiencia de la turbina para convertir la energía cinética del viento en energía mecánica. En la Fig. 2 se muestra un coeficiente de potencia típico en función de λ y β , en donde se ha indicado la dupla (λ_o, β_o) para la cual la eficiencia de conversión es máxima (Freris, 1990).

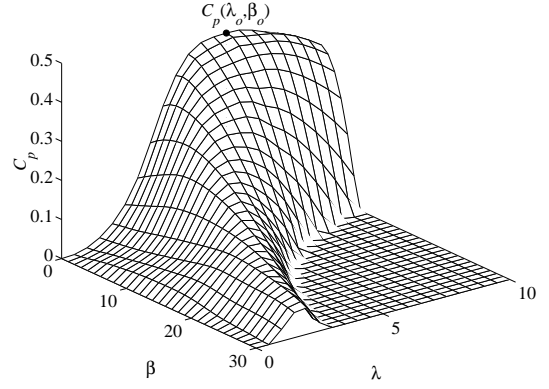


Figura 2: Coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$.

El bloque “actuador” corresponde al dispositivo mecánico e hidráulico que gira las palas, o parte de ellas, en torno a su eje longitudinal. La variación del ángulo de paso tiene como resultado un cambio en $C_p(\cdot)$ (ver Fig. 2), es decir, modifica la eficiencia de conversión de la turbina, que hace posible la regulación de potencia en la región de plena carga (Freris, 1990). El comportamiento dinámico de este dispositivo puede aproximarse con un sistema de primer orden con restricciones sobre β y su velocidad de cambio $\dot{\beta}$ (Ma, 1997).

El subsistema “unidad de generación” transforma la energía mecánica entregada por la turbina en energía eléctrica. En el caso de los SCEE de velocidad variable este bloque incluirá, además del generador, un convertidor electrónico. Este último desvincula la frecuencia de la red de la velocidad de rotación del generador Ω_g , permitiendo adecuar la velocidad de la turbina a las necesidades de generación. Comúnmente, la dinámica de este bloque es muy rápida comparada con la de los otros y puede ser despreciada. Tanto en la configuración con generador de inducción con jaula de ardilla y como con rotor bobinado, si se supone que el resbalamiento es pequeño y el flujo es constante, el par desarrollado puede ser expresado por la siguiente relación

$$T_g = c_1 \Omega_g + c_2 \mu, \quad (2)$$

donde c_1 y c_2 son coeficientes constantes y μ es la acción de control (μ es la frecuencia sincrónica en la configuración de jaula de ardilla o, por ejemplo, el ángulo de disparo en la configuración de rotor bobinado que utiliza un Kramer-driver).

Finalmente, el subsistema “mecánica” incluye la dinámica del rotor, del generador y de la caja de engranajes. Comúnmente, se modela como un conjunto de inercias vinculadas por medio de ejes flexibles con fricción, que representan los modos resonantes que se manifiestan en estos sistemas. El nivel de detalle requerido para el modelo depende principalmente de la turbina, cuanto más flexible sea mayor será la cantidad de modos resonantes que deben ser considerados y

consecuentemente más complejo deberá ser el modelo.

El resultado de la interconexión de estos bloques es un sistema altamente no lineal debido a la expresión del par aerodinámico (1), con β y μ como variables de control. No obstante, a los fines de un análisis local, es posible considerar un modelo linealizado a partir de

$$\hat{T}_r = k_{\Omega_r} \hat{\Omega}_r + k_V \hat{V} + k_\beta \hat{\beta}, \quad (3)$$

donde $k_{\Omega_r} = \partial T_r / \partial \Omega_r$, $k_V = \partial T_r / \partial V$ y $k_\beta = \partial T_r / \partial \beta$ son funciones del punto de operación y las variables con $\hat{\cdot}$ corresponden a las variaciones respecto de dichos puntos. Luego, considerado un modelo de tercer orden para el subsistema mecánico, las ecuaciones dinámicas del sistema linealizado resultan

$$\dot{\hat{x}} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 & 0 \\ -K_s/J_r & (k_{\Omega_r} - B_s)/J_r & B_s/J_r & k_\beta/J_r \\ K_s/J_g & B_s/J_g & (-c_1 - B_s)/J_g & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\tau \end{bmatrix} \hat{x} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ k_V/J_r & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -c_2/J_g \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V} \\ \beta_r \\ \mu \end{bmatrix} \quad (4)$$

donde $x = [\hat{\theta}_e \quad \hat{\Omega}_r \quad \hat{\Omega}_g \quad \hat{\beta}]^T$, $\hat{\theta}_e = \int (\hat{\Omega}_r - \hat{\Omega}_g) dt$, β_r es la entrada al actuador de paso, τ es la constante de tiempo del actuador, K_s es el coeficiente de elasticidad, B_s es el coeficiente de rozamiento y J_r y J_g son los momentos de inercia del rotor y del generador respectivamente.

III. Regulación de potencia en los SCEE de velocidad fija y paso variable

Considerando la expresión de la potencia aerodinámica para una velocidad de viento V ,

$$P_r = \frac{\pi \rho R^2}{2} C_p(\lambda, \beta) V^3, \quad (5)$$

puede observarse que la fracción de la potencia disponible en el viento ($\frac{\pi \rho R^2}{2} V^3$) convertida en potencia mecánica útil es gobernada por $C_p(\cdot)$. Este coeficiente puede considerarse como una ganancia variable controlada a través de los parámetros λ y β . Por consiguiente, en la región de carga parcial, donde se desea maximizar la captura de energía, se debe mantener estos parámetros lo más cercanamente posible al entorno de λ_o y β_o correspondientes a $C_p(\cdot) = C_{p_{max}}$. Por el contrario, cuando la velocidad del viento supera cierto valor V_{nom} , es decir, en la región de plena carga, el coeficiente de potencia debe reducirse para evitar que la potencia exceda el límite máximo P_{nom} .

La reducción del coeficiente de potencia puede lograrse incrementando β , disminuyendo λ o ambos. Aquellas estrategias que reducen β y mantienen casi constante a Ω_r (es decir, λ se reduce por efecto del incremento de la velocidad del viento) son denominadas de velocidad fija y paso variable. Usualmente, las estrategias de paso variable son asociadas a una buena regulación de potencia en estado estacionario

y menores cargas dinámicas. Sin embargo, la restricción sobre $\hat{\beta}$, impuestas por el actuador, condicionan fuertemente la respuesta transitoria (Muljadi y Butterfield, 2001).

El efecto de las limitaciones del actuador sobre la respuesta transitoria puede ser aclarado con la teoría de control óptimo. En este contexto, puede hallarse una estrategia de regulación que asegure un compromiso entre buena regulación y máximo $\hat{\beta}$. En particular, la teoría de control óptimo en \mathcal{H}_∞ no hace suposiciones respecto de la forma de la perturbación, lo cual es conveniente pues evita la modelización de la perturbación (el viento). Debe tenerse en cuenta que debido a la naturaleza no lineal de los SCEE, las estrategias de control planteadas son válidas sólo en un entorno. No obstante, es posible utilizar técnicas de gain scheduling para interpolar estos controles locales y así disponer de una ley de control válida en toda la región de plena carga (Rugh y Shamma, 2000).

La Fig. 3 muestra el esquema de realimentación utilizado para el diseño de la estrategia de regulación de potencia por control óptimo en \mathcal{H}_∞ , donde y es el par del generador, u es el ángulo de paso y $e = T_{nom} - T_g$ (Obsérvese que como el SCEE opera a velocidad fija, μ es constante y por tanto puede eliminarse del modelo (4)). La transferencia correspondiente al sistema (4) fue dividida de acuerdo a

$$\hat{T}_g = P_1 \hat{V} + P_2 \beta_r,$$

para separar la variable control β_r de la perturbación \hat{V} . Por otro lado, las funciones $W_e(s)$, $M(s)$ y $W_u(s)$ permiten incluir los objetivos dentro del problema de optimización y tienen las siguientes expresiones

$$W_e(s)M(s) = \frac{\rho_1}{s}, \quad (6)$$

$$W_u(s) = \frac{10s}{s + \rho_3}. \quad (7)$$

El producto $W_e(s)M(s)$ fuerza el error de estado estacionario nulo. Esto es, pesa el apartamiento respecto del punto de operación en baja frecuencia. Por su parte, la función $W_u(s)$ permite que β tome los valores necesarios para rechazar las perturbaciones de baja frecuencia mientras que pesa las altas frecuencias evitando que se alcancen los valores de saturación de $\hat{\beta}$. Claramente, el diseño del controlador es un problema de sensibilidades mixtas (Zhou, Doyle y Glover, 1996) donde se debe minimizar

$$\left\| \begin{bmatrix} W_e M S P_1 \\ W_u C M S P_1 \end{bmatrix} \right\|_\infty, \quad (8)$$

con S la sensibilidad definida como $S = (I + P_2 C M)^{-1}$.

La Fig. 4 presenta simulaciones del sistema de lazo cerrado con tres controladores distintos diseñados para tres valores de ρ_3 , es decir, para distintas restricciones en $\hat{\beta}$. Las simulaciones corresponden a una variación de la velocidad del viento de 16 m/s a 17 m/s en un

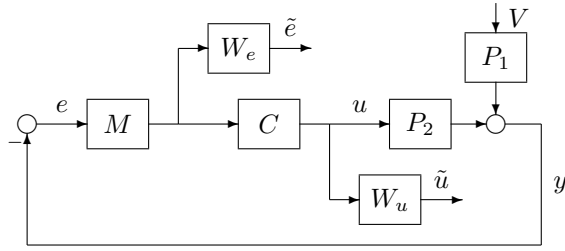


Figura 3: Esquema de realimentación para regulación de potencia.

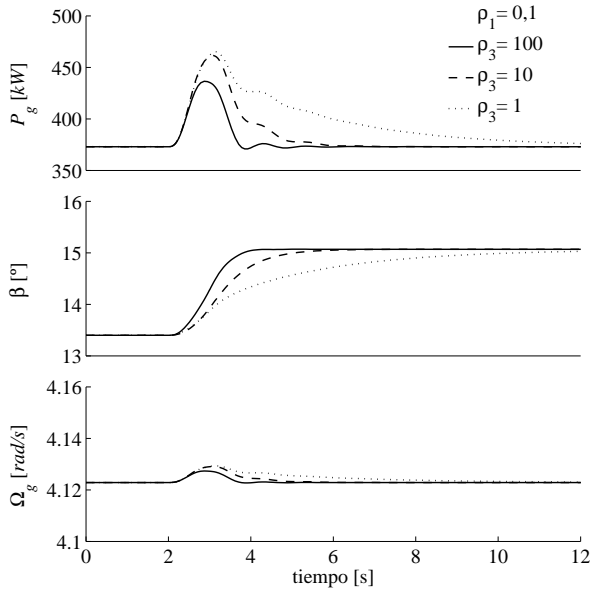


Figura 4: Simulaciones correspondientes a una variación de la velocidad del viento de 16 m/s a 17 m/s en 1 s , para una estrategia de control de velocidad fija y paso variable.

período de 1 s . Puede observarse que a medida que se impone una restricción más fuerte sobre la velocidad de cambio del paso (se reduce ρ_3), la regulación de potencia se desmejora considerablemente. Nótese también la pequeña variación de velocidad producto de la elevada pendiente de la característica del generador.

IV. Regulación de potencia en los SCEE de velocidad y paso variable

En la sección anterior se mostró que la regulación de potencia, en los SCEE de velocidad fija y paso variable, es fuertemente influenciado por la velocidad de respuesta de actuador de paso. Efectivamente, esto puede observarse en la Fig. 5, en donde se ha indicado con líneas delgadas la característica del par aerodinámico cuando se aplica control de paso y con línea gruesa el par del generador. La curva **a** corresponde al par aerodinámico para una velocidad de viento V_1 y un ángulo de paso β_1 . Obsérvese que el punto de operación **A**, donde las curvas de los pares del generador y de la turbina se cruzan, corresponde a los valores nominal

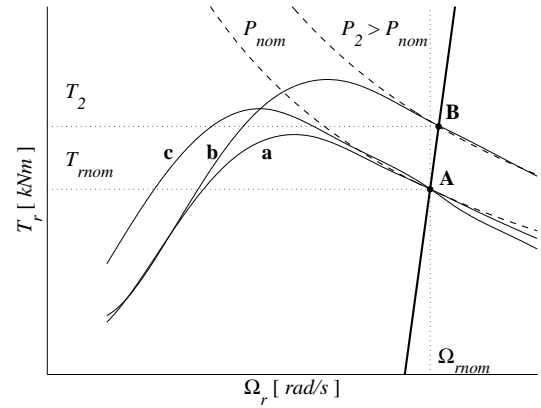


Figura 5: Característica par-velocidad de la turbina en la regulación de potencia por paso variable.

de potencia y de velocidad de la turbina. La curva **b** es el par aerodinámico para $V_2 > V_1$ y β_1 y la **c** para V_2 y $\beta_2 > \beta_1$. El valor β_2 asegura que el punto de operación se encuentre en **A** cuando la velocidad del viento toma el valor V_2 . Si el ángulo de paso pudiera cambiar instantáneamente de β_1 a β_2 cuando se produce un incremento de la velocidad del viento de V_1 a V_2 entonces no existiría un cambio apreciable de la potencia ni de la velocidad de la turbina. Lamentablemente, esto no sucede debido a la velocidad de respuesta limitada del actuador de paso, haciendo que el sistema opere en el segmento **AB** hasta que β alcance el valor β_2 . Como consecuencia, el control de paso no podrá evitar un sobrepaso de potencia, cuya magnitud dependerá de la rapidez con que sea posible variar β .

El efecto de las limitaciones del actuador también se reflejan en la respuesta en frecuencia del sistema a lazo cerrado. La transferencia $\hat{V} \rightarrow \hat{T}_g$ a lazo abierto es $P_1(s)$ mientras que a lazo cerrado es $SP_1(s)$. Luego, para mejorar el rechazo de perturbaciones la sensibilidad debe ser menor que uno. Sin embargo, de la condición (8) puede deducirse que esto sólo es posible en cierto rango de frecuencia que depende de la restricción sobre β . Esto es, la regulación de potencia sólo puede mejorarse si se admite una velocidad de cambio de β mayor. Afortunadamente, existen otros factores, como la pendiente c_1 de la característica del par del generador, que también influyen en el sobrepaso de potencia. En la Fig. 6 puede observarse como se modifica la respuesta en frecuencia de $P_1(s)$ cuando se reduce la pendiente diez veces. Con esta nueva $P_1(s)$, los cambios rápidos en \hat{V} afectarían menos a la potencia, aún cuando la sensibilidad sea uno. Es decir, se logra una mejora en la regulación sin necesidad de incrementar el máximo β admisible.

Si bien la reducción en la pendiente del generador parece ser un buen mecanismo para mejorar la regulación de potencia, esto implicaría una inaceptable merma en la eficiencia del generador. Precisamente en este punto, la operación a velocidad variable puede hacer

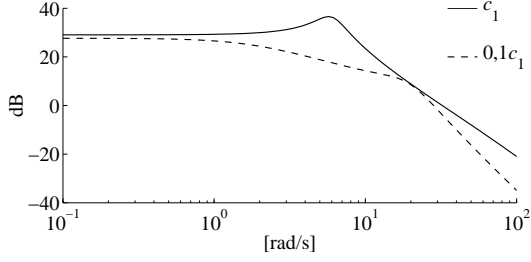


Figura 6: Respuesta en frecuencia de $P_1(s)$ para dos valores distintos de c_1 .

un considerable aporte. Por ejemplo, una ley de control del tipo $\mu = c_3\Omega_g$ aplicada a la expresión del par del generador (2) resulta en

$$T_g = (c_1 + c_2c_3)\Omega_g.$$

Donde con una adecuada elección de c_3 es posible modificar la pendiente incremental del generador.

Este concepto de cambio de la pendiente incremental puede ser aplicado fácilmente en el esquema de la Fig. 3 si $P_1(s)$ y $P_2(s)$ son redefinidas de acuerdo a la siguiente relación entrada-salida

$$\begin{bmatrix} \hat{\Omega}_g \\ \hat{T}_g \end{bmatrix} = P_1\hat{V} + P_2 \begin{bmatrix} \beta_r \\ \mu \end{bmatrix}$$

donde tanto P_1 como P_2 son matrices de transferencias. Téngase en cuenta que como la característica del par del generador varía con μ no basta con forzar T_g a su valor nominal, también debe mantenerse Ω_g en su valor nominal para asegurar que el sistema opere a P_{nom} . Es importante destacar que esta estrategia no diseña los lazo en forma independiente sino que considera el acoplamiento de las variables. Más aún, el propio algoritmo de optimización se encarga de hallar la pendiente incremental más adecuada para logra el compromiso entre regulación de potencia y máximo $\dot{\beta}$.

En este caso, las funciones de peso se reemplazan por las siguientes

$$W_e(s)M(s) = \begin{bmatrix} \rho_1 & 0 \\ 0 & \rho_2 \end{bmatrix} \frac{1}{s}, \quad (9)$$

$$W_u(s) = \begin{bmatrix} 10 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \frac{s}{s + \rho_3}. \quad (10)$$

La acción integral en W_eM asegura error de estado estacionario nulo, al igual que en velocidad fija, mientras que los parámetros ρ_1 y ρ_2 permiten imponer distintas restricciones sobre el rechazo de perturbaciones en la velocidad y en el par, respectivamente. Es decir, determinan la pendiente incremental del par del generador. Por otro lado, la transferencia $W_u(s)$ cumple la misma función que en el caso de velocidad fija, es decir, limitar la derivada de ángulo de paso.

La Fig. 7 presenta las simulaciones de lazo cerrado para distintos controladores. La línea continua corresponde al control de paso a velocidad fija, calculado en

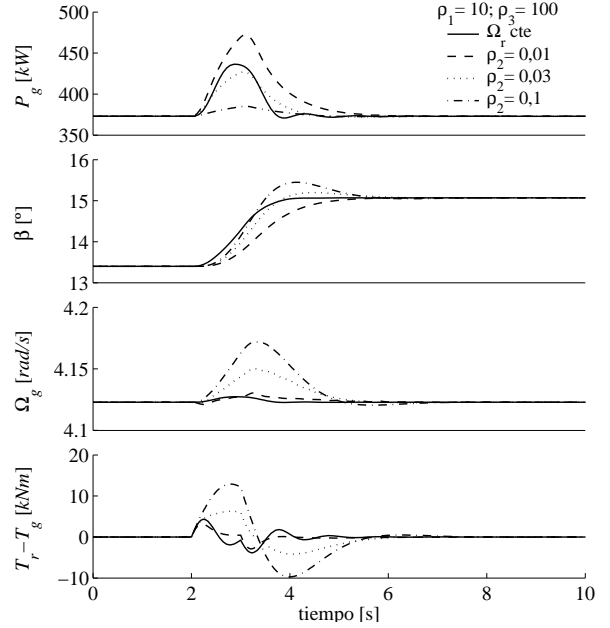


Figura 7: Simulaciones correspondientes a una variación de la velocidad del viento de 16 m/s a 17 m/s en 1 s , para tres controles de velocidad y paso variable diseñados para distintos ρ_2 comparados con una estrategia de velocidad fija.

la sección anterior para $\rho_1 = 0,1$ y $\rho_3 = 100$. Mientras que las curvas restantes corresponden a controladores de velocidad variable diseñados con distintos parámetros en las funciones de peso. La línea de trazos corresponde a $\rho_2 = 0,01$, la de puntos a $\rho_2 = 0,03$ y la de trazos y puntos a $\rho_2 = 0,1$, en todos los caso $\rho_1 = 10$ y $\rho_3 = 100$. Claramente puede observarse que cuando se permite una mayor variación de la velocidad Ω_g , es decir, menor ρ_2 , el sobrepaso de potencia es menor. En particular, el caso correspondiente a la línea de trazos es muy estricto con la variación de velocidad y como consecuencia la regulación de potencia se desmejora respecto a la operación a velocidad fija. Nótese también que cuanto mayor es la variación de la velocidad mayores son las cargas dinámicas que deben soportar los componentes del rotor, las cuales se ponen de manifiesto a través de $T_r - T_g$. El crecimiento de la derivada de β se justifica por la menor ganancia en la transferencia $\beta_r \rightarrow T_g$, debido a la disminución en la pendiente incremental del par del generador.

Por su parte, la Fig. 8 compara varios controladores calculados para distintos pesos sobre la acción de control. La línea continua corresponde a $\rho_3 = 100$, la de trazos a $\rho_3 = 50$ y la de puntos $\rho_3 = 10$, en todos los casos $\rho_1 = 10$ y $\rho_2 = 0,1$. En la medida que se fuerza a una menor derivada de β , es decir, ρ_3 disminuye, la regulación de potencia y de velocidad desmejoran. Esto es debido a que una acción más lenta del paso implica una mayor incursión de Ω_g y T_g sobre la característica incremental del par del generador.

Finalmente, la Fig. 9 permite visualizar las diferen-

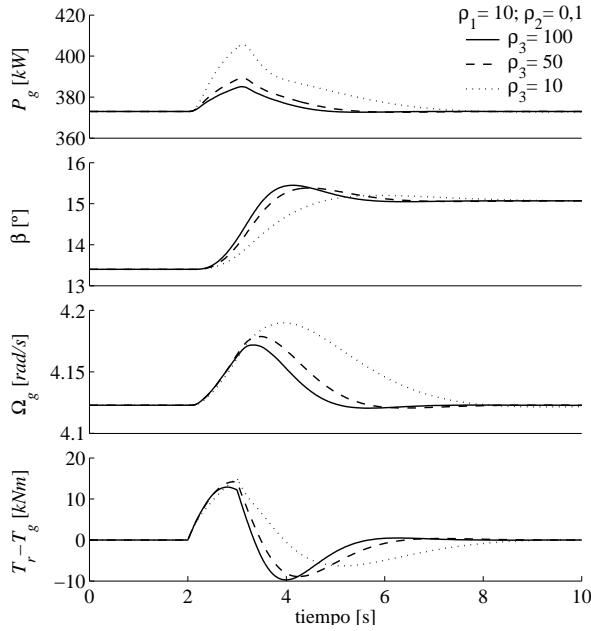


Figura 8: Simulaciones correspondientes a una variación de la velocidad del viento de 16 m/s a 17 m/s en 1 s , para tres controles de velocidad y paso variable diseñados para distintos ρ_3 .

cias entre la operación a velocidad fija y a velocidad variable en el plano Ω_g - T_g . Las curvas corresponden a simulaciones para viento turbulento con valor medio en 16 m/s . La línea **a** indica la respuesta del sistema operando a velocidad fija. Por otro lado, la curva **b** es una recta que promedia los puntos correspondientes a la simulación de velocidad variable. Obsérvese que mientras el sistema de velocidad fija opera sobre la característica estática $c_1\Omega_g + c_2\mu$, el de velocidad variable lo hace sobre la curva incremental **b**, de pendiente mucho menor. Esto explica la mejor regulación de potencia mostrada en las figuras previas.

V. Conclusiones

En este trabajo se ha analizado la regulación de potencia en los SCEE de paso variable en la región de plena carga operando tanto a velocidad fija como a velocidad variable. Se ha mostrado como la velocidad de respuesta del actuador de paso y la pendiente de la característica del par del generador influyen sobre la regulación de potencia en la operación a velocidad fija. Posteriormente, se ha puesto en evidencia como el control de par del generador, en la operación a velocidad variable, puede modificar la pendiente incremental del par del generador y como esto puede utilizarse en forma combinada con el control del paso para mejorar la regulación de potencia en los SCEE de velocidad y paso variable.

Reconocimiento

Este trabajo fue financiado por el CONICET, CICpBA, UNLP y ANPCyT.

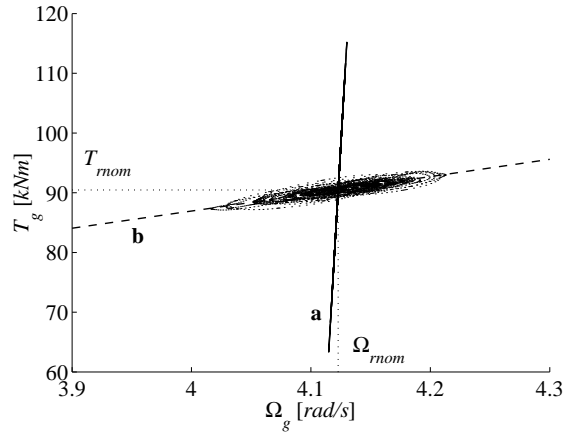


Figura 9: Simulaciones correspondientes a viento turbulento con valor medio en 16 m/s de una turbina de paso variable en plano Ω_g - T_g . **a** velocidad fija y **b** velocidad variable.

REFERENCIAS

- Bossanyi, E. (2000), ‘The design of closed loop controllers for wind turbines’, *Wind Energy* **3**(3), 149–163.
- Ekelund, T. (1997), Modeling and linear quadratic optimal control of wind turbines, tesis doctoral, Chalmers Univ. of Techn.
- Freris, L., ed. (1990), *Wind Energy Conversion Systems*, Prentice Hall.
- Leithead, W. y Connor, B. (2000), ‘Control of variable speed wind turbines: design task’, *Int. Journal of Control* **73**(13), 1189–1212.
- Ma, X. (1997), Adaptive Extremum Control and Wind Turbine Control, tesis doctoral, Techn. Univ. of Denmark.
- Miller, A., Muljadi, E. y Zinger, D. (1997), ‘A variable speed wind turbine power control’, *IEEE Trans. on Energy Conversion* **12**(2), 181–186.
- Muljadi, E. y Butterfield, C. (2001), ‘Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation’, *IEEE Trans. on Industrial Applications* **37**(1), 240–246.
- Muljadi, E., Pierce, K. y Migliori, P. (2000), A conservative control strategy for variable-speed, stall-regulated wind turbine, en ‘Proc. of the 19th ASME Energy Symposium’, Reno, Nevada.
- Rugh, W. y Shamma, J. (2000), ‘Research on gain scheduling’, *Automatica* **36**, 1401–1425.
- Zhou, K., Doyle, J. y Glover, K. (1996), *Robust and Optimal Control*, Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey.