



Comparación del comportamiento en la red eléctrica del aerogenerador asincrónico de jaula de ardilla y el doblemente alimentado

Mariely Francisco
Angel Costa
Miriam Vilaragut

Recibido: Octubre del 2008
Aprobado: Diciembre del 2008

Resumen/ Abstract

En este artículo, se lleva a cabo un análisis comparativo entre estos dos tipos de aerogeneradores. La base para la comparación es el comportamiento del generador en el sistema sujeto a diferentes tipos perturbaciones tales como: valles de tensión, cortocircuitos, rachas de viento y cambios de carga. Para la simulación se utiliza el SimPowerSystem del MATLAB. Sus últimas versiones tienen entre sus herramientas modelos de turbinas y generadores eólicos que facilitan mucho el trabajo. En el caso de los Generadores Asincrónicos con Rotor Jaula de ardilla se analizaron tanto el caso de Condensadores Variables en Paralelo como la utilización de Compensadores Estáticos de Reactivo. Ésta última permite la regulación de la tensión en el punto de conexión del Aerogenerador. Finalmente, queda demostrada y bien argumentada en el trabajo la superioridad del generador doblemente alimentado.

Palabras claves: aerogeneradores, generadores asincrónicos de jaula, generadores doblemente alimentado

In this paper, a comparative analysis of these two types of wind turbine generators is made. The base for the comparison is the behaviour of the generator and the system submitted to different disturbances such as voltage dips, short-circuits, winds gusts and load changes. The MATLAB SimPowerSystem toolbox is used for doing these analyses. Its last version has a Wind Turbine Generator tool that facilitates the work.

In the case of the Cage Induction Generator, a changing paralleled capacitor bank and a static var compensator are supposed and analyzed. It is demonstrated that the last one is capable of support network voltage. Finally, the superiority of the Doubly Fed Induction Generator is clearly demonstrated and well argument.

Key words: wind turbine generators, squirrel cage induction generator, doubly fed Induction generator

INTRODUCCION

El sector energético que más crecimiento ha tenido durante los últimos años es, sin lugar a dudas, el de la energía eólica, reportándose un crecimiento anual del 20% en los últimos cinco años [1].

Esto ha dado lugar a que el papel de los generadores eólicos en los sistemas eléctricos sea cada vez mayor siendo esto una importante preocupación de los especialistas y operadores de los sistemas eléctricos

Debido a esto, es muy importante analizar la influencia de los aerogeneradores en el comportamiento de los sistemas eléctricos

sometidos a diferentes tipos de perturbaciones tales como rachas de viento, variaciones bruscas de carga, valles de tensión y otros [2-3].

Ese es el objetivo del presente trabajo en el cual se analiza, utilizando las herramientas del SimPower System del MATLAB, la influencia de aerogeneradores de diferentes tipos en el comportamiento de un sistema eléctrico típico sometido a las más importantes perturbaciones.

Se analizan y se comparan los tres tipos de aerogeneradores de mayor utilización en la actualidad:

1. El Generador Asíncrono Jaula de Ardilla con Condensadores Variables GACV.
2. El Generador Asíncrono Jaula de Ardilla con Compensador Estático (Static Compenser) GASC, y
3. El Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (GADA).

Para cada uno de estos aerogeneradores se estudió el efecto sobre el comportamiento del sistema de las siguientes perturbaciones:

1. Una racha de viento
2. Un cambio brusco de carga y
3. Un valle de tensión.

En el epígrafe *Descripción del sistema analizado*, se describe el sistema eléctrico estudiado y los diferentes tipos de aerogeneradores, en el epígrafe *Modelos matemáticos de los componentes del sistema*, hay una breve descripción de los modelos utilizados, en el epígrafe *Efecto de las rachas de viento*, se analiza el efecto de la misma, en el epígrafe posterior *Efecto el del cambio brusco de carga* y en el último se analiza Efecto del Valle de Tensión .

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ANALIZADO

En este epígrafe se describirán el sistema analizado y los aerogeneradores supuestos.

A. Sistema

En la figura 1 se muestra el sistema analizado: consta de un aerogenerador de 800 kW y 690 V con un transformador de salida de 2 MVA y 690/33000 V. Este aerogenerador se conecta a una subestación de transmisión a través de una línea de transmisión de 10 km de longitud y un transformador de 220/33 kV y 100 MVA.

En la subestación del aerogenerador hay una carga de 100 kW y 50 kVar y en la de transmisión una carga de 750 kW y 340 kVar.

B. Aerogeneradores

En la figura 2 se muestran los esquemas generales de los tres tipos de aerogeneradores que serán analizados:

1. El GACV necesita consumir potencia reactiva para crear su campo magnético. Esta potencia reactiva le es suministrada por un banco de condensadores. Ahora bien, estos condensadores deben ser variables pues el reactivo necesario depende del estado de carga y, por tanto, de la velocidad del viento. Aunque en la figura no aparece así, en realidad se suponen cuatro bancos de 97 kVAR en paralelo que se van conectando y desconectando de forma discreta en función de la carga.
2. Para resolver el problema de los picos que ocurren al cambiar un banco de condensadores por otro, éste se puede sustituir por el denominado Compensador Estático de Reactivo (Static Var Compenser) el cual está formado por un banco de condensadores fijos en paralelo con un banco de inductores cada uno de los cuales tiene en serie dos tiristores en paralelo. Controlando el ángulo de encendido de estos tiristores se varía la potencia reactiva total entregada por el compensador. Éste tipo de dispositivo tiene la ventaja de poder controlar automáticamente la tensión o la potencia reactiva en el punto del sistema donde se encuentra conectado el aerogenerador [4]. Este es entonces el denominado Generador Asíncrono con Compensador Estático.

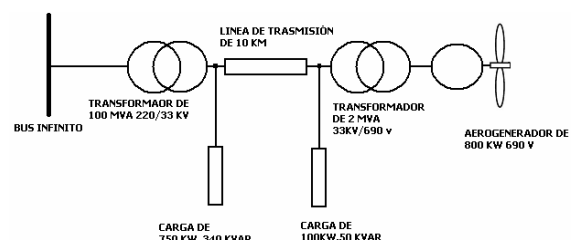


Fig 1. Sistema eléctrico analizado.

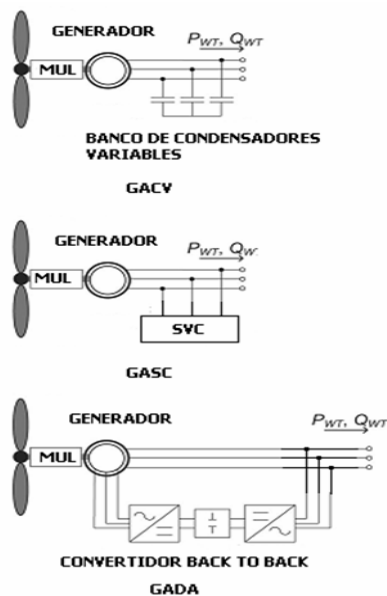


Fig. 2. Tipos de aerogeneradores analizados.

- Los dos tipos de generadores mencionados anteriormente utilizan la tecnología denominada de Velocidad Constante pues ésta varía muy poco con la carga. Esto tiene la desventaja de que la turbina eólica no opera en el punto de máxima extracción de potencia. Para resolver éste problema debe realizarse un sistema de velocidad variable utilizando convertidores estáticos. Entre estos sistemas el más popular y ampliamente utilizando es el Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (GADA) que consiste en una máquina asíncrona de rotor bobinado cuyo estator se conecta directamente a la red y cuyo rotor se conecta a ella a través de un sistema de convertidores denominado Back to Back (ver figura 2). Extrayendo o suministrando más o menos potencia al rotor, se puede regular la velocidad de la máquina y hacer que trabaje siempre en su punto de operación óptimo. Con el convertidor conectado directamente a la red se regula la potencia reactiva y se suministra la que necesita la máquina e inclusive puede entregarse al sistema si es necesario haciendo la misma función que el compensador estático de reactivo.

El convertidor conectado directamente al rotor es el que regula la velocidad. Se supuso una turbina eólica de paso variable cuya característica es tal que a una velocidad del viento de 9 m/s la potencia extraída es la óptima e igual al 80% de la potencia nominal de la turbina y la velocidad es la sincrónica.

En la figura 3 se muestran las características de esta turbina eólica con un ángulo de paso igual a 0° y en la figura 4 las características de la misma turbina eólica con la estrategia de control de velocidad variable del GADA.

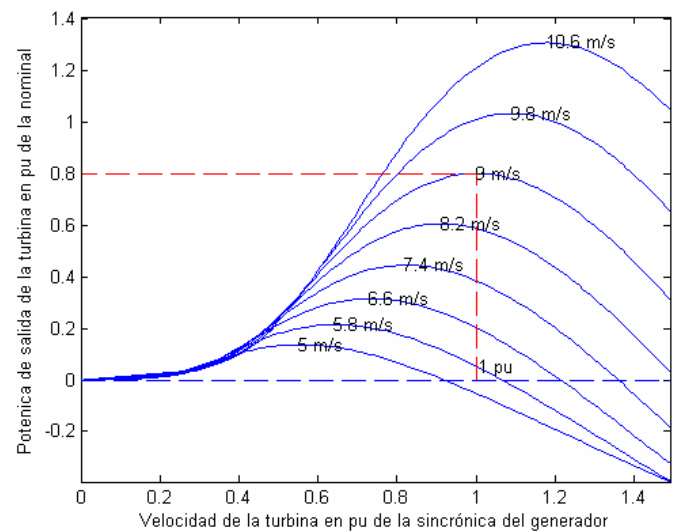


Fig. 3. Características de la turbina eólica del modelo del aerogenerador Jaula de Ardilla del SimPowerSystem del MATLAB, versión 2007a .

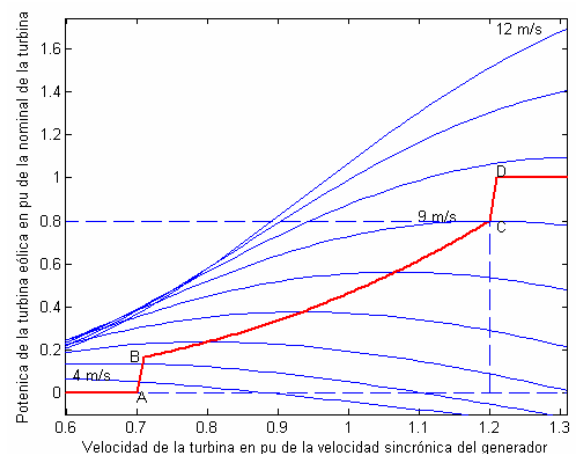


Fig. 4. Características de la turbina eólica y estrategia de control del modelo del GADA del SimPowerSystem del MATLAB, versión 2007a.

MODELOS MATEMÁTICOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

A. Generador asíncrono

Para el generador asíncrono se utilizó el modelo clásico con las ecuaciones eléctricas en un sistema de coordenadas fijo en el estator. Dichas ecuaciones eléctricas se muestran a continuación [4]:

$$\begin{aligned}
u_{s\alpha} &= \frac{R_s}{L_{\sigma R}} \cdot \varphi_{s\alpha} - \frac{R_s}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{r\alpha} + \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} \\
u_{s\beta} &= \frac{R_s}{L_{\sigma R}} \cdot \varphi_{s\beta} - \frac{R_s}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{r\beta} + \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} \\
u_{r\alpha} &= -\frac{R_r}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{s\alpha} + \frac{R_r}{L_{\sigma S}} \cdot \varphi_{r\alpha} + \frac{d\varphi_{r\alpha}}{dt} + \omega_r \cdot \varphi_{r\beta} \\
u_{r\beta} &= -\frac{R_r}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{s\beta} + \frac{R_r}{L_{\sigma S}} \cdot \varphi_{r\beta} + \frac{d\varphi_{r\beta}}{dt} - \omega_r \cdot \varphi_{r\alpha}
\end{aligned} \tag{1}$$

$$L_{\sigma S} = \frac{L_S \cdot L_R - L_M^2}{L_S}; \quad L_{\sigma R} = \frac{L_S \cdot L_R - L_M^2}{L_R}; \quad L_{\sigma M} = \frac{L_S \cdot L_R - L_M^2}{L_M}; \tag{2}$$

$$\begin{aligned}
i_{s\alpha} &= \frac{1}{L_{\sigma R}} \cdot \varphi_{s\alpha} - \frac{1}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{r\alpha} \\
i_{s\beta} &= \frac{1}{L_{\sigma R}} \cdot \varphi_{s\beta} - \frac{1}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{r\beta} \\
i_{r\alpha} &= \frac{1}{L_{\sigma S}} \cdot \varphi_{r\alpha} - \frac{1}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{s\alpha} \\
i_{r\beta} &= \frac{1}{L_{\sigma S}} \cdot \varphi_{r\beta} - \frac{1}{L_{\sigma M}} \cdot \varphi_{s\beta}
\end{aligned} \tag{3}$$

$$m = \frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} (\varphi_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} - \varphi_{s\beta} \cdot i_{s\alpha}) \tag{4}$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} \left[\frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} (\varphi_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} - \varphi_{s\beta} \cdot i_{s\alpha}) - m_{mec}(\omega_r) \right] \tag{5}$$

En estas expresiones:

R_S y R_R son la resistencia del estator y del rotor por fase. L_S , L_R y L_M son respectivamente la inductancia total del estator, la inductancia total del rotor y la inductancia mutua entre ambos.

$u_{s\alpha}, u_{s\beta}, u_{r\alpha}, u_{r\beta}$ son las tensiones del estator y del rotor en un sistema de coordenadas bifásico fijo en el estator.

$i_{s\alpha}, i_{s\beta}, i_{r\alpha}, i_{r\beta}$ son las corrientes del estator y del rotor en un sistema de coordenadas bifásico fijo en el estator.

$\varphi_{s\alpha}, \varphi_{s\beta}, \varphi_{r\alpha}, \varphi_{r\beta}$ concatenaciones de flujo del estator y del rotor en un sistema de coordenadas bifásico fijo en el estator.

ω_r velocidad del rotor en radianes por segundo,

m representa el momento o par que puede ser el electromagnético o el mecánico.

P numero de polos de la maquina.

En el caso del generador con rotor en cortocircuito $u_{r\alpha}, u_{r\beta}$ son iguales a cero y en el caso del GADA reciben la tensión rectificadora del convertidor del generador. En este último caso se supone también la aplicación del control vectorial para la regulación tanto de la tensión o el reactivo como de la velocidad según el modelo que aparece en la referencia [5], páginas 343 a la 346 y el convertidor back to back es representado como aparece en la referencia [6].

Turbina eólica

El modelo de la turbina eólica se basa en que la expresión de la potencia extraída del viento por ella y es igual a [7]:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot \rho \cdot A \cdot v_m^3 \tag{6}$$

Donde:

ρ densidad del aire.

A área barrida por las palas.

v_m velocidad del viento.

c_p coeficiente de potencia que relaciona la potencia extraída por la turbina con la que la trae el viento y está dado por la expresión:

$$c_p(\lambda, \theta) = c_1 \cdot (c_2 \cdot \Gamma - c_3 \cdot \theta - c_4 \cdot \theta^x - c_5) e^{-c_6} \tag{7}$$

Donde:

$$\Gamma = \frac{1}{\lambda - 0,02\theta} - \frac{0,03}{1 + \theta^3} \quad (8)$$

En estas expresiones θ es el ángulo de paso de las palas y λ la denominada Razón de Velocidad de la Pala (Tip Speed Ratio) dada por:

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_R}{v_m} \quad (9)$$

Donde R es el radio de las palas.

Los coeficientes c dependen del tipo de turbina utilizada.

C . Racha de viento

El modelo de racha de viento utilizado es el que aparece en la bibliografía [7] y está dado por:

$$v_g(t) = \frac{2 \cdot v_{g \max}}{1 + e^{-4(\omega_g t - 1)}} \quad (10)$$

Donde: ω_g es la frecuencia de la racha y

$v_{g \max}$ su amplitud.

En la figura 5 se muestra el modelo en SIMULINK utilizado para el análisis de la influencia de las rachas de viento con un GADA. El Sistema Eléctrico de 220 kV se representa mediante una fuente de tensión trifásica balanceada con tres impedancias en serie. Todos los modelos utilizados pertenecen al SimPower System del SIMULINK.

D. Modelo en SIMULINK

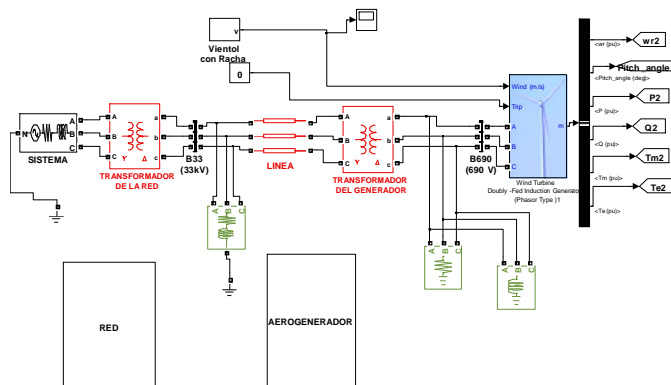


Fig. 5. Modelo en SIMULINK para el análisis del GADA con racha de viento.

En el caso de no existir racha, se introduce una velocidad del viento constante. Al analizar el GACV y el GASC se utiliza el modelo de Aerogenerador con Generador Asíncrono de Jaula. El Compensador Estático de Reactivo se simula con la herramienta correspondiente del SimPowerSystem.

E.FECTO DE LA RACHA DE VIENTO

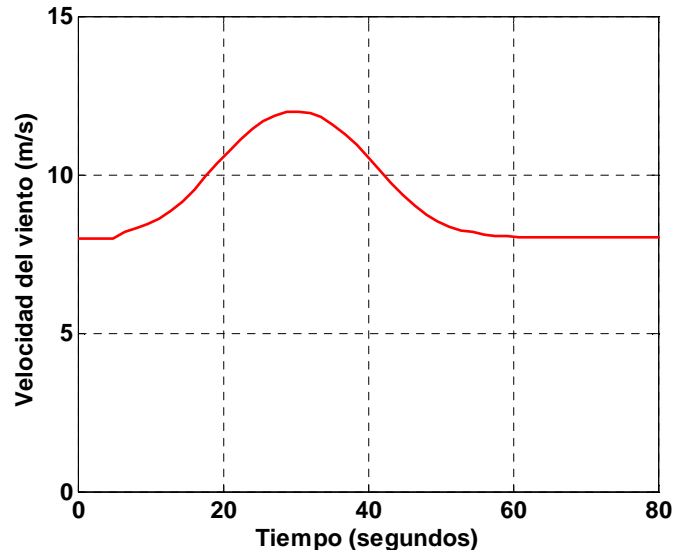


Fig. 6. Racha de viento.

En la figura 6 se muestra la racha de viento supuesta. El viento sopla a 8 m/s antes de la aparición de la racha la cual surge a los 5 segundos y termina a los 60 segundos, siendo su amplitud máxima de 12 m/s.

En la figura 7 se puede apreciar la variación de la tensión en la subestación de 220/33kV por el lado de 33 kV para los tres casos. Se supone que la tensión antes de la racha era de 32,9 kV. La mayor variación de tensión ocurre en el GACV, donde incluso se aprecian picos y discontinuidades debidos a la variación discreta de los condensadores.

En el GASC hay una pequeña disminución de tensión en tanto que, en el caso del GADA, ésta no varía. Esto se debe a la mejor calidad de la regulación en éste último que emplea un convertidor de seis pulsos cuyo control de tensión es más lineal que en el convertidor con tiristores en antiparalelo del compensador estático.

En la figura 8 se puede ver la potencia intercambiada con el sistema en ésta subestación. Una potencia positiva significa que el sistema suministra potencia activa por la subestación,

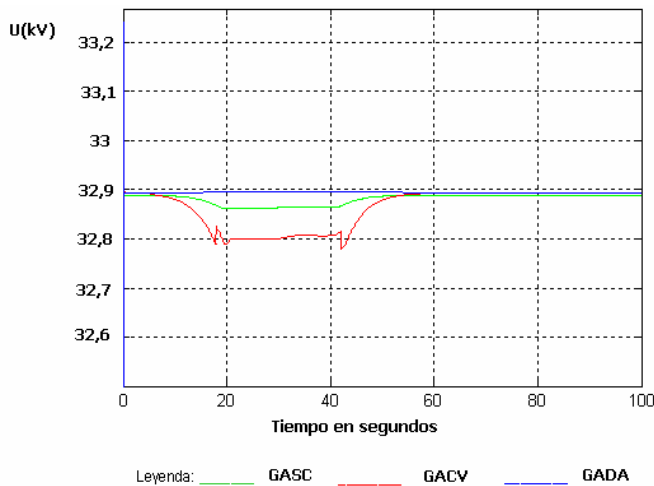


Fig. 7. Tensión en el bus de 33 kV con racha de viento.

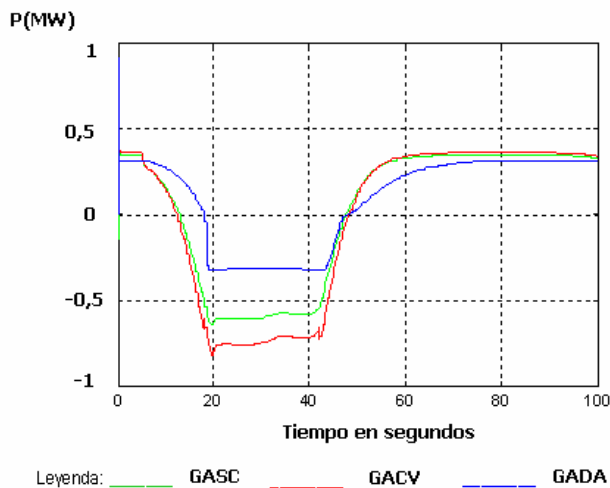


Fig. 8. Potencia que entrega el sistema ante una racha de viento.

en tanto que una negativa, indica que se recibe potencia activa. Antes de ocurrir la racha de viento, el sistema entrega potencia y después la recibe para los tres casos. Esto se debe al aumento de energía absorbida del viento debido a la existencia de la racha. La menor potencia entregada por el GADA se debe a la estrategia de control de la turbina seguida en este caso que provoca una limitación mayor de la potencia por aumento del ángulo de las palas (ver figura 11).

En la figura 9 se aprecia el intercambio de potencia reactiva. En el caso del GACV sólo ocurren dos picos pronunciados al principio y al final de la racha debidos a las conmutaciones de los condensadores pero, en estado estacionario, el intercambio de potencia reactiva no se ve afectado. El efecto de los reguladores de tensión del GASC y del GADA hace que éstos suministren más potencia reactiva para regular la

tensión y, por tanto, el sistema tiene que suministrar menos.

En la figura 10 se muestra como varía la velocidad en los tres casos. La gran diferencia existente entre el GADA y los otros dos sistemas es que el primero es un sistema de velocidad variable que mejora el aprovechamiento de la energía del viento mediante la variación de la velocidad. Para los sistemas de velocidad constante (como son el GACV y el GASC) ésta variable es prácticamente constante, sólo tiene un pequeño aumento.

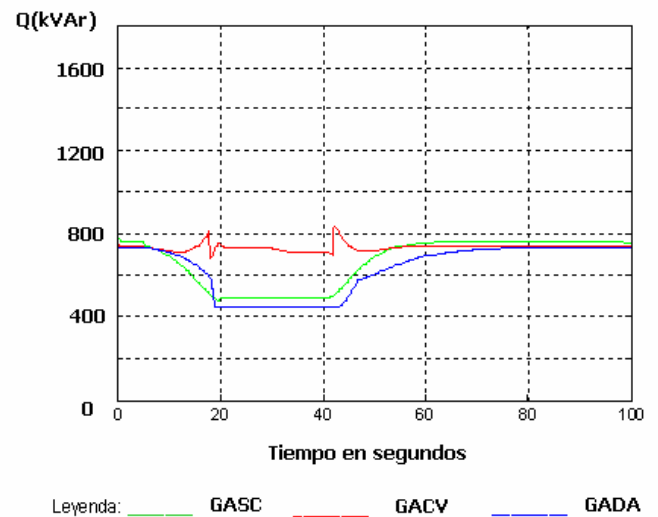


Fig. 9. Potencia Reactiva entregada por el sistema ante una racha de viento.

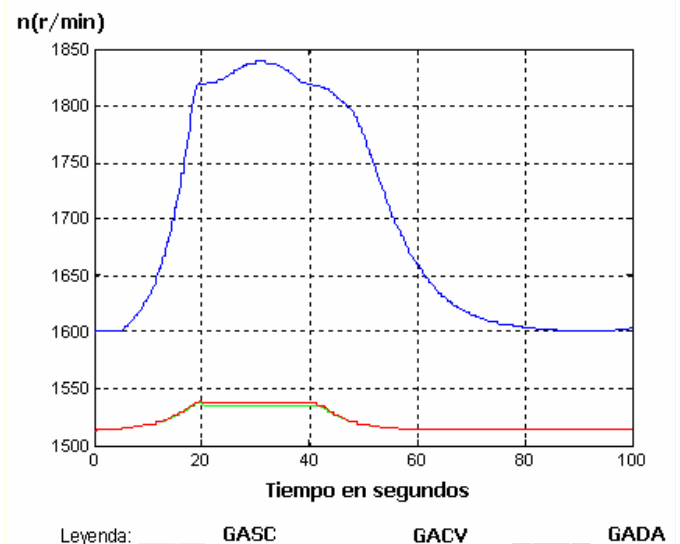


Fig. 10. Velocidad del aerogenerador ante una racha de viento.

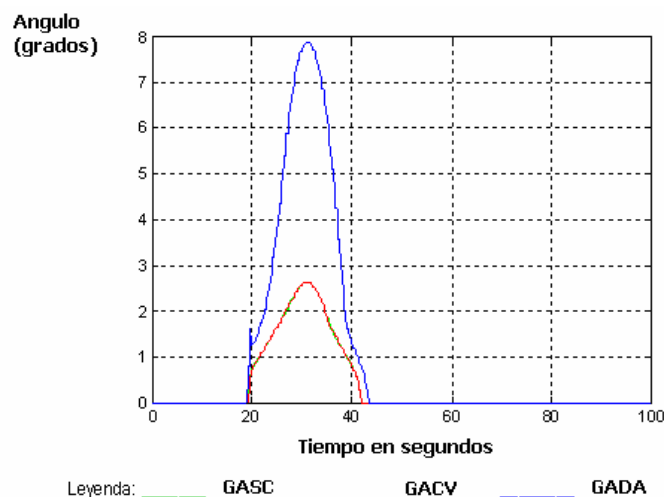


Fig. 11. Angulo de paso de las palas ante una racha de viento.

La figura 11 muestra la variación del ángulo de las palas. Como se dijo anteriormente, la estrategia de control del GADA da lugar a una mayor variación del ángulo de las palas en la zona de limitación de potencia.

EFFECTO DEL CAMBIO BRUSCO DE CARGA

En este caso se supone una pérdida repentina de la carga de 740 kW y 340 kVar existente en la subestación de 220/33 kV. Ésta carga vuelve a conectarse al cabo de los cinco segundos.

En la figura 12 se muestra la variación de la tensión en el bus de 33 kV justamente en el instante de los cambios. La variación de la tensión en el GACV es mayor que en los otros dos casos. Esto se debe a la existencia de un sistema de control de la tensión a lazo cerrado tanto en el GASC como en el GADA.

La figura 13 permite apreciar que sucede con la potencia entregada por el sistema. Antes de ocurrir el cambio el sistema debe suministrar una parte de la potencia que consumen las cargas pero al faltar una de estas, la de mayor peso, se hace posible que el aerogenerador contribuya al sistema eléctrico con una parte de la potencia que genera. En el caso del GADA ésta parte es mayor como era de esperarse

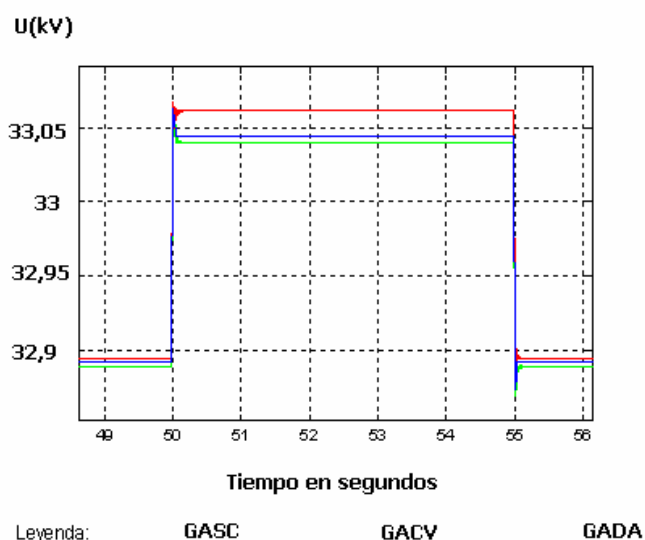


Fig. 12. Tensión en el bus de 33 kV con variación de carga.

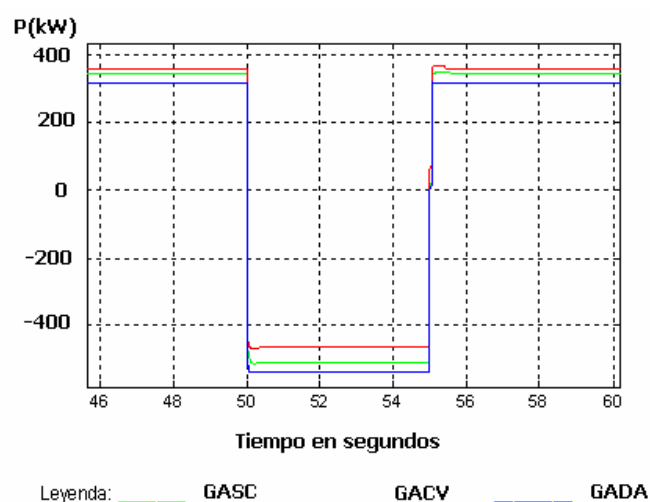


Fig. 13. Potencia activa que entrega el sistema ante una variación de carga.

En el caso de la potencia reactiva, el GACV entrega un poco más al ocurrir el cambio debido a que los otros dos sistemas sólo entregan la necesaria para regular la tensión al valor deseado. Esto se muestra en la figura 14. Debido a que la velocidad del viento no varía, ni la velocidad angular de los generadores ni el ángulo de paso de las palas tienen por qué cambiar.

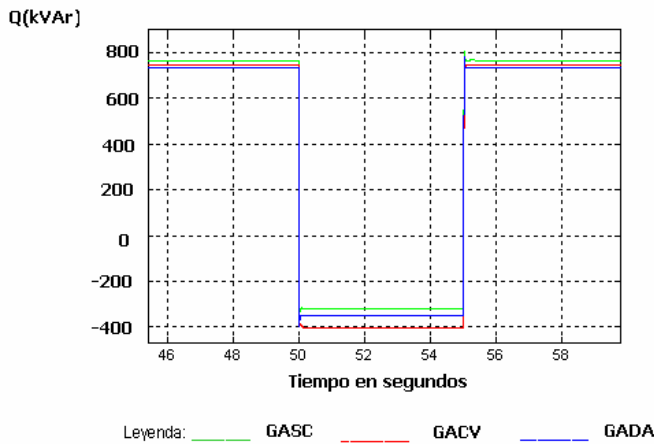


Fig.14. Potencia reactiva entregada por el sistema ante una variación de carga.

EFFECTO DEL VALLE DE TENSIÓN

Se supone que, debido a un cortocircuito en un lugar cercano a la subestación de 220/33 kV, la tensión cae en un 50 % y se recupera al cabo de los cinco segundos después de la caída.

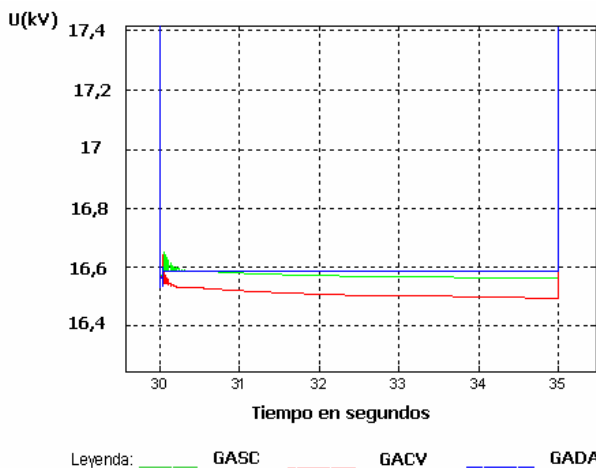


Fig. 15. Tensión en el lado de 33 kV al ocurrir un Valle de Tensión en el sistema.

En la figura 15 se muestra lo que sucede con la tensión en el lado de 33 kV en los tres casos. En todos la tensión cae, más o menos a la mitad como era de esperar pero se observa que el GADA y el GASC tienen una caída menor y en el caso del primero las oscilaciones son también menores y el efecto de regulación de tensión es de mucha más calidad.

Las figuras 16 y 17 permiten apreciar el intercambio de potencia activa y reactiva al ocurrir el valle de tensión. Es fácil darse cuenta de la superioridad del GADA en este sentido ya que logra, durante la perturbación, entregar tanto potencia activa como reactiva al sistema de un valor constante.

En la figura 18 se muestra la variación de la velocidad durante la perturbación. A pesar de

que la velocidad del viento no varía, la velocidad del generador si lo hace. Esto es debido a que la disminución de la tensión a la mitad, provoca una disminución de la potencia que el aerogenerador compensa con un aumento de la velocidad para mantener el equilibrio entre la potencia mecánica recibida y la eléctrica entregada. Se observa que el aumento de velocidad del GADA es mucho mayor. Esto está de acuerdo con las características de los sistemas de velocidad variable que buscan siempre, de acuerdo a la estrategia de control empleada, extraer del viento la mayor potencia posible.

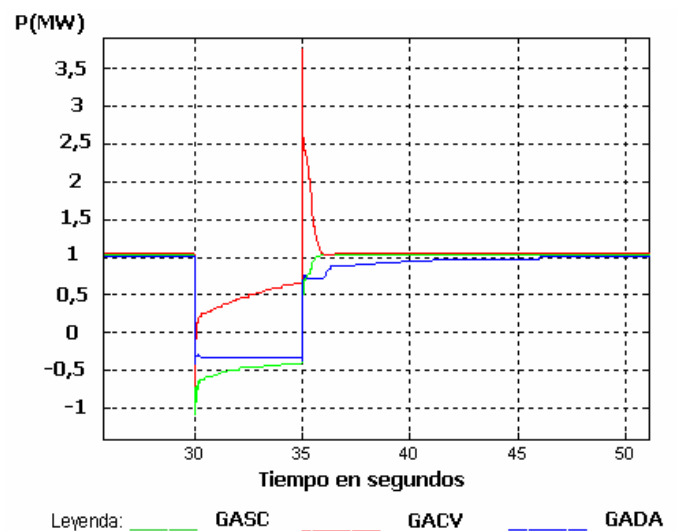


Fig. 16. Potencia activa entregada por el sistema al ocurrir un Valle de Tensión.

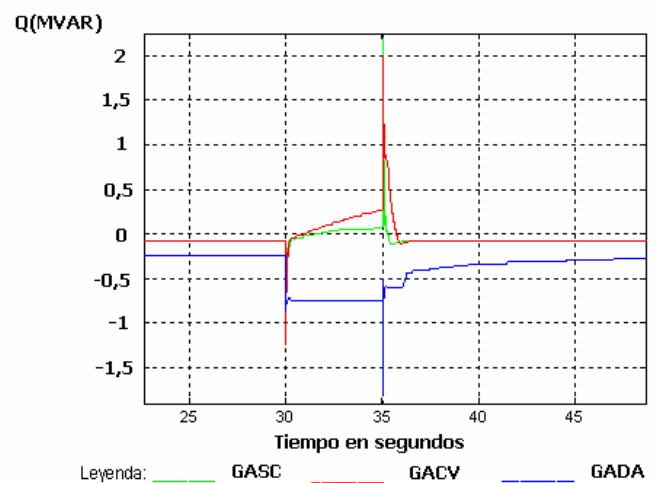


Fig. 17. Potencia reactiva entregada por el sistema al ocurrir un Valle de Tensión.

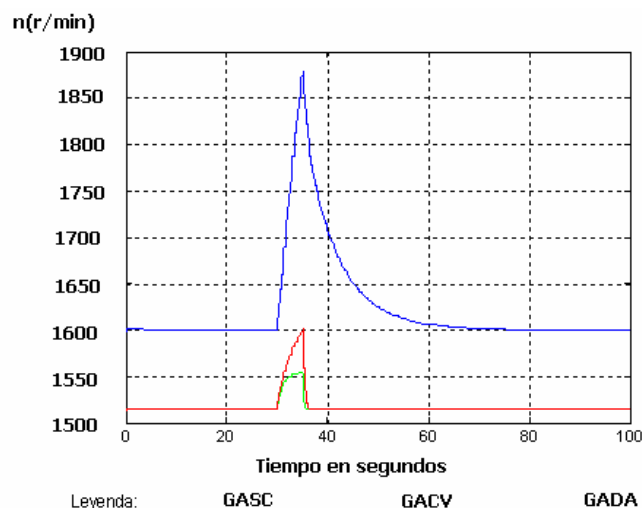


Fig. 18. Velocidad del aerogenerador durante el Valle de Tensión.

CONCLUSIONES

Es bien conocida la superioridad de los sistemas de generación eólica de velocidad variable como el GADA en lo que respecta a extraer la máxima potencia del viento. Esto sólo ya es un aspecto muy importante que, unido a la posibilidad de utilizar un convertidor back to back más pequeño, son los principales responsables de la amplia difusión de este sistema. Ahora bien, las ventajas que este sistema aporta en lo que respecta a la posibilidad de mejorar el comportamiento del sistema manteniendo una mejor estabilidad de la tensión no son muy conocidas. Este artículo se propuso, y así lo consiguió, dejar bien claras estas ventajas utilizando para ello una comparación con los sistemas que emplean el Generador Asíncrono de Jaula de Velocidad Constante. En las figuras 7 y 12 se aprecia como el GADA es capaz de regular la tensión ante una racha de viento y una variación de carga manteniéndola prácticamente constante. El GASC logra también una buena regulación de la tensión pero algo inferior a la del GADA. Aun en el caso de un valle de tensión violento como el característico de un cortocircuito cercano, el GADA mantiene la tensión más constante que los otros dos sistemas.

Observando las figuras 8, 13 y 16 se aprecia como el GADA es capaz de suministrar potencia activa al sistema durante una perturbación y mantenerla perfectamente constante a diferencia de los otros dos sistemas. De las figuras 9, 14 y 17 se aprecia como este sistema es capaz de suministrar potencia reactiva constante al sistema ante cualquier perturbación lo cual contribuye de manera significativa a mantener la estabilidad de la tensión inclusive ante cortocircuitos cercanos evitando la salida de una parte del sistema y su operación en isla. En resumen, puede concluirse que, a pesar de un costo inicial algo mayor es perfectamente

justificable utilizar GADA y no sistemas de velocidad constante con Generadores de Jaula pues la diferencia en precio se paga rápidamente y más si se tiene en cuenta que esta mejora del comportamiento del sistema eléctrico en el cual se encuentra y permite aumentar la penetración eólica con todas las ventajas que esto trae aparejado.

REFERENCIAS

- [1] C. Smith, J. : *Wind of changes: Issues in utility wind integration* in IEEE Power Engineering Magazine, vol 3, no 6, pp 20-25, Nov/Dec 2005.
- [2] O. Tande J. : *Grid Integration of Wind Farms* Wind Energy Journal, vol 6, pp 281-295, 2003..
- [3] Nayeem Ramat Ullah, Torbjörn Thiringer: *Variable Speeds Wind Turbines for Power System Stability Enhancement*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol 22, No1, March 2007.
- [4] N. G. Hingorani and L. Gyugyi : *Understanding FACTS-Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. New York: IEEE Press, 2000.
- [5] Peter Vas, *Sensorless Vector and Direct Torque Control*, Oxford Science Publications, 1998.
- [6] Boon Teck Ooi, et al: *A Three Phase Controlled Current PWM Converter with Leading Power Factor*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol IA 23, No. 1, January February 1987.
- [7] Z. Lubosny : *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*, Advanced Modeling, Springer Verlag, Berlin, 2003.

AUTORES

Mariely Francisco Fernández

Ingeniera Electricista. Trabaja como asistente técnico en Ecosol Energía, Copextel – Ministerio de la Informática y las Comunicaciones.
e-mail: mariely@energia.copextel.com.cu

Angel Costa Montiel

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Trabaja como profesor Titular en el Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE),
e-mail: aacm@electrica.cujae.edu.cu

Miriam Vilaragut Llanes

Ingeniera Electricista, Master en Ingeniería Eléctrica, Doctora en Ciencias Técnicas, profesora Titular y Directora del Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), e-mail: miriamv@electrica.cujae.edu.cu