

ADAPTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES A LOS NUEVOS REQUISITOS DE RED

Juan Carlos Ausin Calvo
Daniel Navarro Gevers
Gamesa Eólica

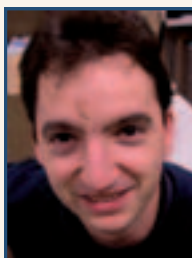
RESUMEN

A escala internacional se están fijando las normativas de conexión a red de generación de energía no convencional. El cumplimiento de estas normativas exige a los fabricantes de aerogeneradores la incorporación de nuevos dispositivos y el desarrollo de nuevas estrategias de control. Las nuevas normativas se centran en los siguientes aspectos: capacidad de soportar los huecos de tensión, capacidad de aportar potencia reactiva, control de frecuencia, control de tensión y limitación de potencia entre otros. Los equipamientos asociados a estos requerimientos se centran principalmente en los principales componentes eléctricos del aerogenerador como son el generador, transformador, armario de potencia, protecciones eléctricas y mecánicas, etc. En este artículo se presentan esquemáticamente las soluciones adoptadas por Gamesa Eólica.

Palabras clave: Huecos de tensión, normativas, *crowbar* activo, parques eólicos, aerogeneradores.

ABSTRACT

The grid connection standards for the connection to the grid of non-conventional source of energy are being fixed all over the world. The fulfilment of the grid code requirements requires from the wind turbine manufacture to introduce new solutions and the development of new control strategies. These requirements are mainly focused on: fault ride through capability, reactive power capacity, frequency control, voltage control, active power curtailment and others. The equipment affected by the new requirements are the generator, the transformer, the power electronic elements, the electrical and mechanical



Juan Carlos Ausin Calvo
Ingeniero Industrial Eléctrico.
Doctorado en Redes Eléctricas en la Universidad de Manchester
Gamesa Eólica

Recibido: 25/04/06

Aceptado: 5/09/06

protections, etc. The solutions carried out by Gamesa Eolica are schematically presented in this paper.

Key words: *Low voltage ride through, Standards, crowbar, Wind energy, wind generators.*

1. INTRODUCCIÓN

La introducción a gran escala de parques eólicos en las redes eléctricas está motivando que los operadores del sistema introduzcan nuevos requisitos de conexión que garanticen la continuidad y la calidad del suministro. Estos nuevos requisitos están encaminados a que los aerogeneradores participen de forma activa, co-



Daniel Navarro Gevers
Ingeniero Industrial
Doctorado en Electrónica de potencia en la Universidad Técnica de Ilmenau (Alemania)
Gamesa Eólica

a) Un parque eólico esta compuesto por un número variable de generadores, distribuidos espacialmente y conectados a la red a través de cables de distinta impedancia y funcionando en distintos puntos de trabajo.

b) La producción eléctrica está basada en el aprovechamiento de una fuente renovable e intermitente y, por tanto, no controlable como es el viento.

c) La mayoría de las turbinas eólicas están basadas en generadores asíncronos, generadores doblemente alimentados o bien conectados a la red a través de un convertidor lo cual

existen diferencias a tener en cuenta en el comportamiento de los parques eólicos

laborando con los generadores síncronos convencionales, en la operación del sistema eléctrico. Desde este punto de vista existen diferencias a tener en cuenta en el comportamiento de los parques eólicos respecto a los generadores síncronos convencionales:

hace que su comportamiento sea diferente al de los generadores síncronos convencionales.

En consecuencia, muchas de las soluciones estándar para la conexión a la red aplicables a los generadores convencionales no son válidas para estos nuevos sistemas de genera-

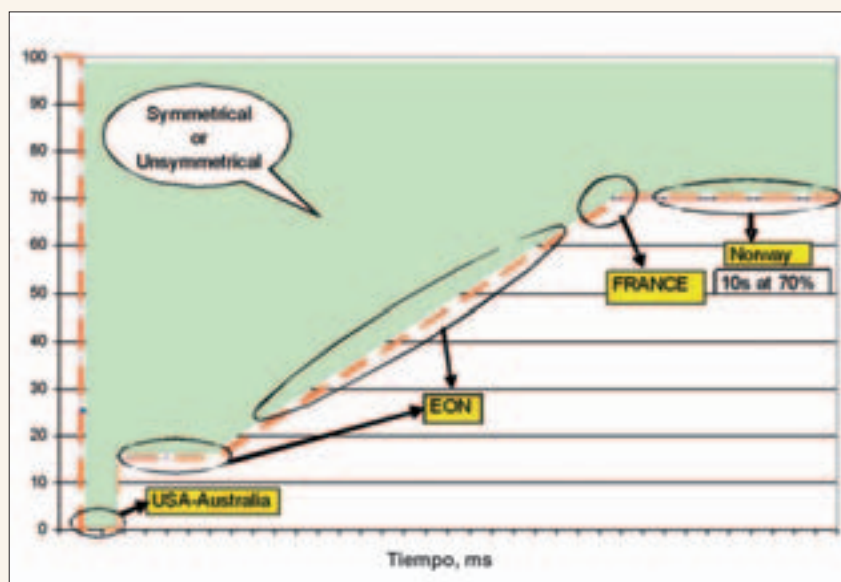


Figura 1: Envolvente de los requerimientos internacionales más restrictivos.

ción. Sin embargo, gracias a la versatilidad del control de los convertidores, es posible reproducir y mejorar en muchas ocasiones el comportamiento de los generadores síncronos ante diversas perturbaciones de red. Para ello se requiere el desarrollo de soluciones novedosas aplicadas a los aerogeneradores que tienen como objetivo favorecer la integración de los parques eólicos en la red.

2. NORMAS INTERNACIONALES

Las diferentes características de las distintas redes de distribución y transporte en cada país (nivel de mallado, grado de interconexión con otras redes o con mayor o menor reserva rodante) hacen que el comportamiento del parque ante determinadas situaciones de red tenga más o menos influencia en la estabilidad del sistema. Esto hace que los requisitos exigidos varíen de unos países a otros. Desde el punto de vista del productor de aerogeneradores, es deseable una estandarización de los requisitos de forma que puedan ofrecerse productos similares en los diferentes mercados y por ello se trabaja sobre envoltorios de requisitos que engloben el mayor número posible de exigencias. En este sentido trabajan Organizaciones como la UCTE [5] y FGW [6]. En este artículo se han analizado los principales requisitos de normativas de los mercados en los que Gamesa Eólica tiene una partici-

pación más importante: España, Alemania, EEUU, Irlanda, Australia, Escozia, UK, Canadá, Italia y Dinamarca.

3. HUECOS DE TENSION

3.1. ¿Qué es un “hueco de tensión”?

Un criterio importante para evaluar la estabilidad de la red de distribución y transporte es la reacción de ésta ante cortocircuitos. Existen diversas topologías de faltas en la red y se pueden agrupar principalmente en: faltas simétricas (si se producen en las tres fases simultáneamente) y asimétricas (si se produce en una o dos fases exclusivamente). Este tipo de faltas pueden generar inestabilidades en la red y, en casos extremos, reacciones en cadena con pérdidas de suministro eléctrico en amplias zonas de abastecimiento. Estos cortocircuitos en la red provocan una caída de tensión en las cercanías del mismo. En

función de la impedancia que exista entre el punto donde se origina el cortocircuito y otro punto de la red, se generara en este último una caída de tensión más o menos pronunciada. Estas depresiones en la tensión, efecto del cortocircuito en otro punto de la red, se denominan “hueco de tensión”.

3.2. ¿Qué requerimientos se piden al aerogenerador?

Según las normativas de red analizadas, el aerogenerador debe permanecer conectado a la red durante cualquier hueco de tensión, medido en el punto de conexión del parque eólico y contenido en la envolvente de la figura 1. Si se considera la suma de exigencias de todas las normativas analizadas, este hueco podría ser simétrico o asimétrico. Algunos países requieren además que, durante el hueco, el aerogenerador debe limitar los consumos de potencia activa y reactiva. En ocasiones se pide un apoyo a la red durante el hueco de tensión mediante un aporte de corriente reactiva, que debe ser mayor cuanto mayor sea la magnitud del hueco de tensión y con prioridad sobre el aporte de potencia activa. Tras el hueco, se requiere una recuperación de la potencia activa, más o menos rápida según la normativa, hasta recuperar las condiciones iniciales. En la figura 1 queda representada una envolvente de los requerimientos más restrictivos para la red a nivel internacional. Esta curva indica la duración y nivel del hueco que debe soportar el aerogenerador.

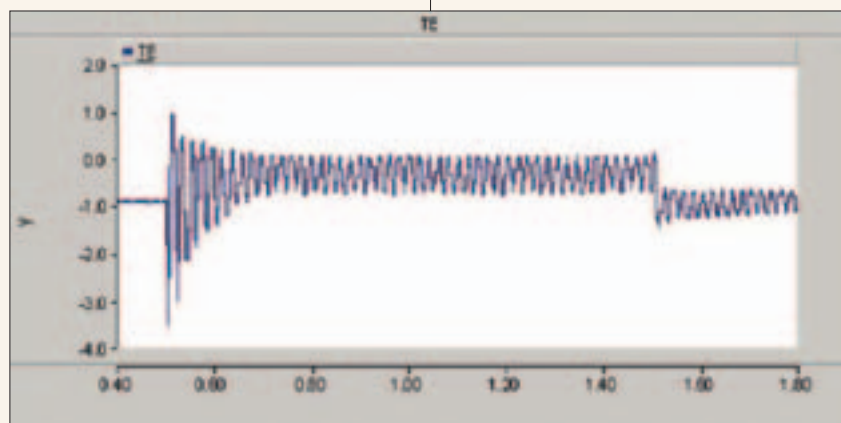


Figura 2: Comportamiento del par eléctrico durante un hueco de tensión

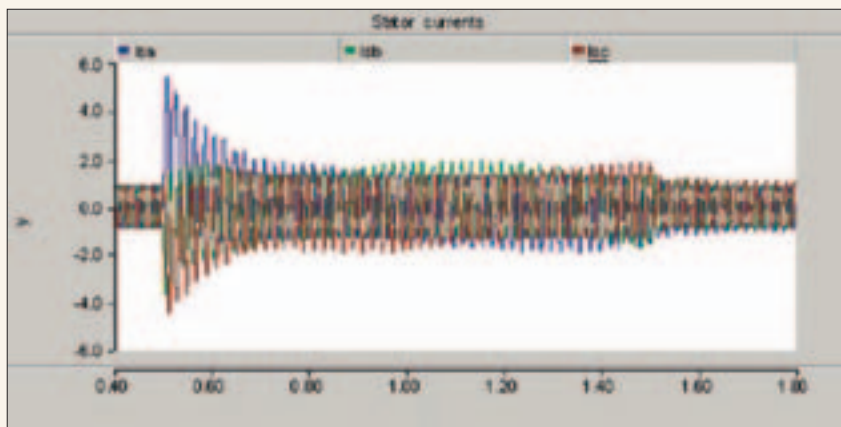


Figura 3: Corriente estática durante un hueco de tensión (hueco $t=0,5\text{ s} - 1,5\text{ s}$).

3.3. ¿Qué consecuencias traen los requerimientos a una instalación de generación eólica?

Las repercusiones que los huecos de tensión pueden ocasionar en un parque eólico dependen en gran parte de su configuración eléctrica. El siguiente análisis se realizará para parques con aerogeneradores con generador doblemente alimentado. Este sistema es uno de los más extendidos reuniendo las ventajas de aerogenerador de velocidad variable junto a un bajo coste debido al dimensionado del convertidor de potencia [7].

El diseño y el dimensionado del aerogenerador para poder soportar

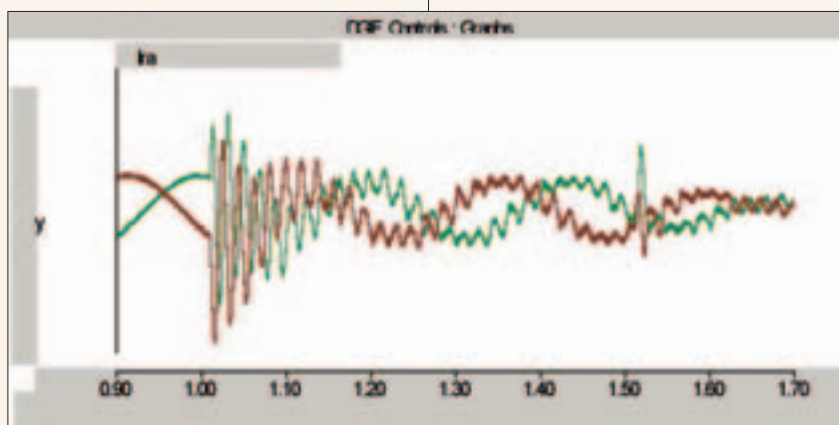


Figura 4: Corriente rotórica durante un hueco de tensión (hueco: $t=1\text{ s} - 1,5\text{ s}$)

un hueco de tensión sin desconexión de la red está condicionado por va-

rias magnitudes eléctricas y mecánicas. Básicamente, las magnitudes más condicionantes para este diseño son: Tensión de red, par en el tren de potencia de alta velocidad, tensión del bus de continua, corrientes estáticas y corrientes rotóricas.

- **Tensión de red:** La correcta alimentación de los consumos auxiliares debe estar asegurada durante el hueco de tensión. Una solución es la incorporación de un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI).

- **Par mecánico:** El par mecánico puede sufrir picos de hasta cinco ve-

ces el nominal durante un hueco de tensión. Si este pico se considera

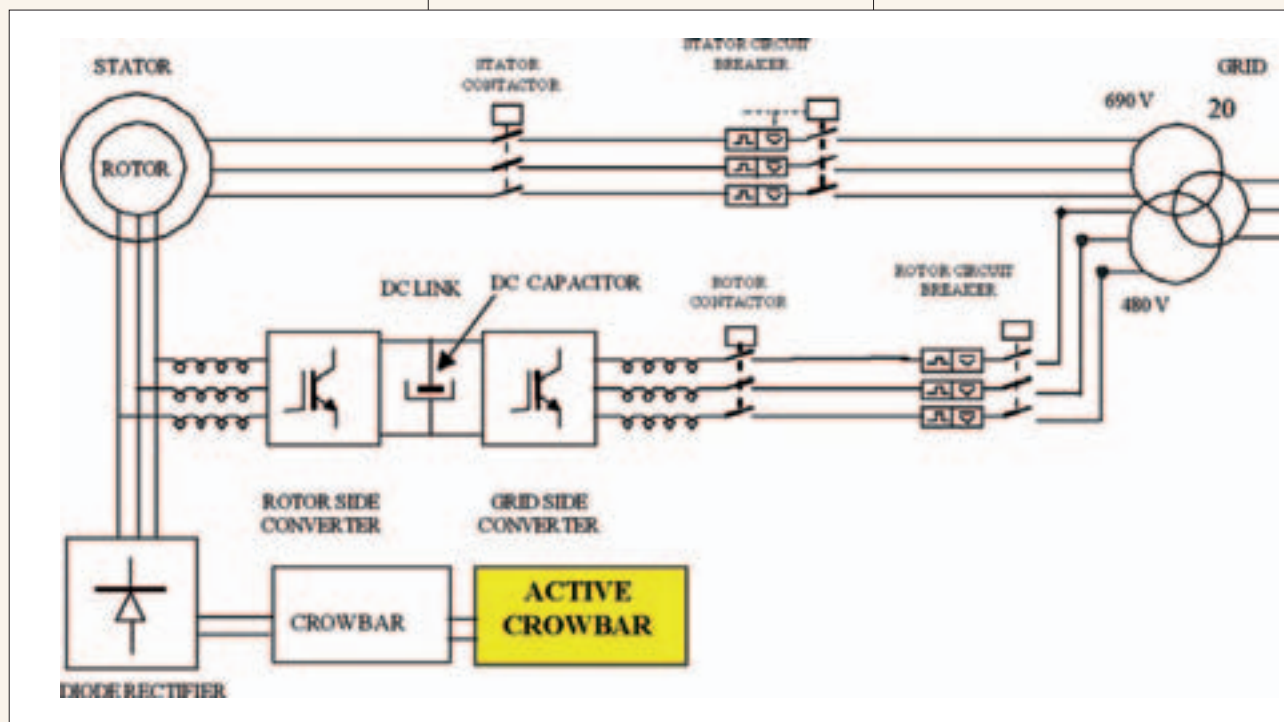


Figura 5: Sistema con generador doblemente alimentado y Active Crowbar

agresivo para el tren de potencia, es posible la instalación de un “limitador de par”. Este limitador es un elemento mecánico que, como su nombre indica, limita el par mecánico permitiendo el deslizamiento del eje en caso de actuación. Un efecto adicional sobre el tren de potencia es la aparición de oscilaciones con la frecuencia propia del eje, consecuencia del incremento brusco del par. En la figura adjunta se observa el comportamiento del par eléctrico durante un hueco de tensión. En este caso, estudio simulativo, se obtiene un pico de par de aproximadamente cuatro veces el par nominal observándose también una oscilación de 50 Hz debida al transitorio del hueco de tensión. El hueco se inicia a los 0,5 s y las condiciones iniciales son de potencia y velocidad nominal.

- **Corriente estatórica:** El ajuste de las protecciones del sistema eléctrico debe ser tal que no disparen como consecuencia de los picos de corriente transitorios originados como efecto del hueco de tensión. La siguiente figura muestra la evolución de la corriente de estator durante un hueco al 20% de la tensión nominal. Obsérvese el pico de corriente instantánea al inicio del hueco de tensión.

- **Tensión del bus de corriente continua:** Esta tensión debe mantenerse dentro de los límites seguros de funcionamiento. En algunas configuraciones de aerogenerador se hace necesario la instalación de un *break-chopper* que permita disipar la potencia del bus de corriente continua en caso de sobretensión.

- **Corriente rotórica:** Puede llegar a ser cinco veces la corriente nominal pudiendo llegar a dañar el convertidor si éste no está diseñado para ello. En este caso, es necesario incorporar un elemento de protección. En la siguiente figura se observa la evolución de la corriente rotórica ante un hueco de tensión al 20%.

3.4. Solución ante huecos de tensión con crowbar activo

Al abordar el problema del cumplimiento de los requerimientos de red, Gamesa Eólica analizó diversas configuraciones para asegurar dicho

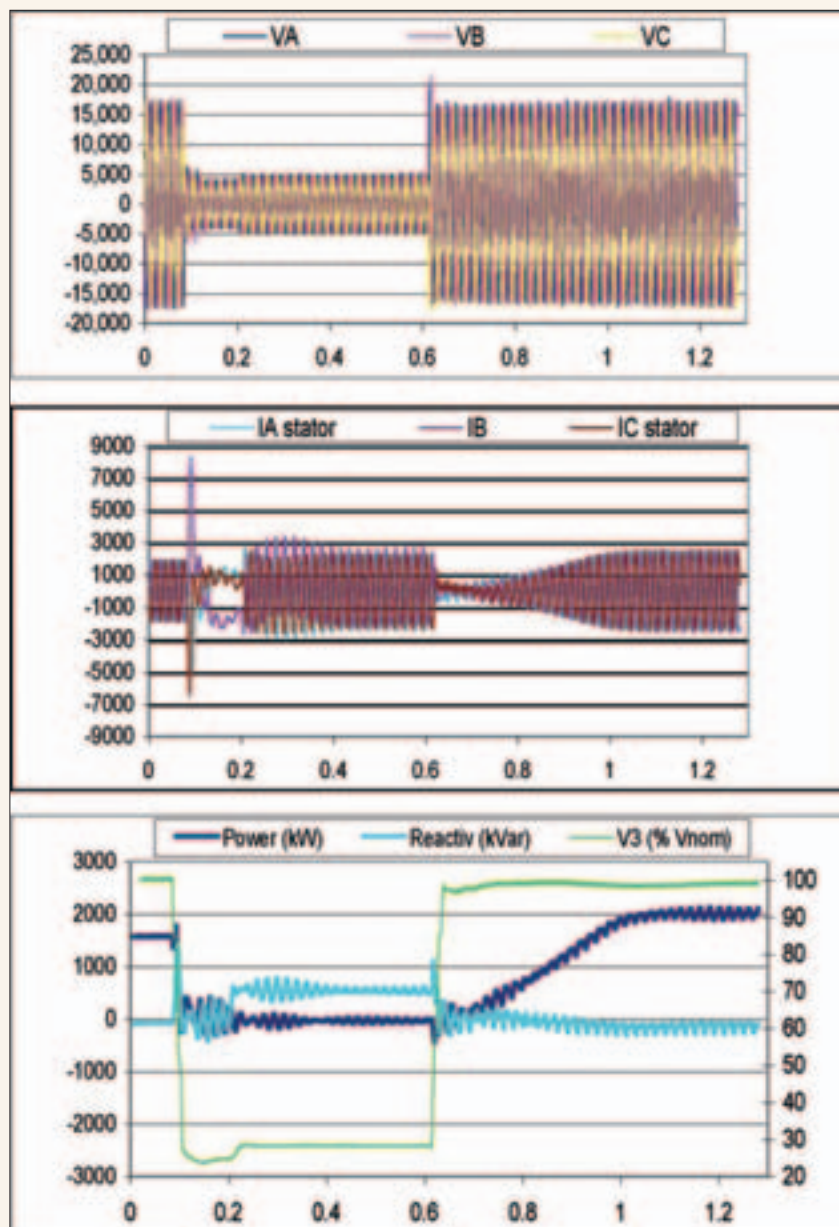


Figura 6: Medidas en aerogenerador del sistema con crowbar-activo.

cumplimiento. Se consideraron varias configuraciones con elementos de protección como *Clamping unit* en circuito rotórico, *breakchopper* para proteger el bus de corriente continua, o dimensionamiento robusto del convertidor de rotor. El resultado de este estudio fue la implementación de un *crowbar* activo.

El *crowbar* activo (CA) es una evolución del *crowbar* pasivo (CP). Este sistema permite la continuidad de la conexión de la máquina durante un hueco de tensión y evitar sobretensiones en el bus de continua o sobrecorrientes que pueden dañar los elementos de electrónica de potencia.

Está compuesto de un rectificador que alimenta a un dispositivo de electrónica de potencia de resistencia controlada. Tras la conexión del *crowbar*, el rotor queda cortocircuitado a través de la resistencia controlada lo que permite limitar el valor de las corrientes rotóricas y estatóricas y la tensión del bus de continua. Cuando se produce una caída brusca de tensión, se produce un pico inicial de corriente en el estator del generador que se transmite al circuito rotórico. Para proteger los elementos sensibles del rotor se activa el *crowbar* activo que lleva las corrientes a una situación controlada. Una vez ac-

tivado el *crowbar*, se mantiene el control en el convertidor de red y una vez desactivado se retoma el control al convertidor de rotor y se inyecta corriente reactiva que ayuda a la estabilización de la red. Una vez recuperada la tensión, se retorna a los valores iniciales de potencia activa y reactiva siguiendo rampas controladas.

El control por parte del convertidor de rotor se enfrentará, según el tipo de hueco, a componentes de la corriente rotórica de diversas frecuencias diferentes de la frecuencia fundamental. Estas nuevas compo-

equivalentes a las reales en el punto de conexión del aerogenerador. Estas condiciones dan un entorno ideal para poder simular el comportamiento del aerogenerador ante una falta real en la red [9].

En la siguiente figura se observa el comportamiento del aerogenerador en uno de estos ensayos. De arriba abajo: Tensión de línea, corriente de estator y potencia reactiva + potencia activa + nivel de tensión.

Tomando la referencia de la corriente de estator se distinguen las siguientes etapas: 1) aparición del hue-

En un corto periodo de tiempo las condiciones iniciales de potencia activa y reactiva son recuperadas.

Este tipo de pruebas han sido realizadas en un amplio rango de puntos de funcionamiento definidos por el nivel de asimetría en las tensiones de red, velocidad del generador, potencia de referencia etc... Los ensayos en campo, desde su primera fase de investigación hasta la última de implementación, han dado a **Gamesa Eólica** una amplia visión de las posibilidades de soportar los transitorios de la red con la configuración de generador doblemente alimentado. Los resultados de simulación así como de medidas reales han permitido evaluar y elegir la mejor variante para soportar los huecos de tensión.

4. POTENCIA REACTIVA

4.1. Necesidad de potencia reactiva

Para asegurar la estabilidad de la tensión en los diferentes nudos de la red eléctrica, es necesario equilibrar la generación y el consumo de potencia reactiva. En la red de transporte, esta tarea se realiza actuando en la excitación de los generadores síncronos, conectando o desconectando capacidades o inducciones o bien mediante el cambio del *tap* de los transformadores. En los últimos años, los operadores de las redes de algunos países exigen a los parques eólicos participar de forma activa en esta tarea.

4.2. Requisitos de potencia reactiva para los parques eólicos

Tradicionalmente, los parques eólicos han sido operados a factor de potencia unidad. Sin embargo, las nuevas normativas de red exigen trabajar en un rango de reactiva mucho más exigente (Fig. 7).

Generalmente se requiere el cumplimiento de un factor de potencia medido en el punto de conexión del parque a la red. Esto incluye todos los consumos o aportaciones de los transformadores de máquinas y de las líneas aéreas o cables subterráneos internas del parque. En otras ocasiones el cumplimiento se solicita en puntos más cercanos al generador. En la mayoría de los casos, para poder proporcionar los factores de potencia exigi-

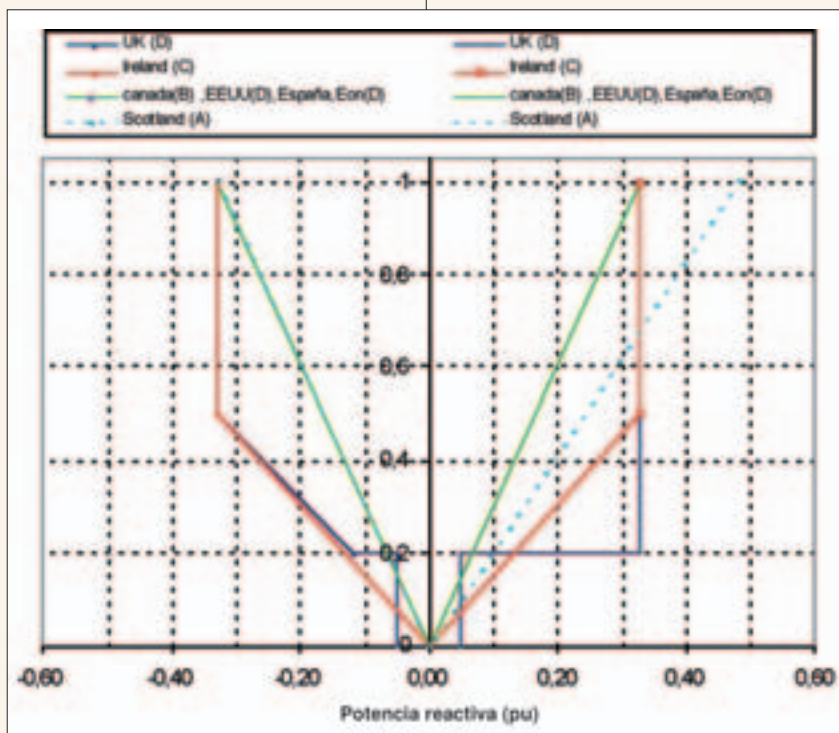


Figura 7: Resumen de requisitos de reactiva.

nentes vienen generadas por el nivel de asimetría en la red así como por las componentes de continua que surgen en las corrientes de estator como resultado del hueco.

3.5. Medidas en campo

Con unos resultados satisfactorios a nivel de simulación, tanto para faltas simétricas como asimétricas, se procedió a su implementación en las máquinas para la realización de ensayos en campo. Los ensayos se realizan sobre un prototipo a escala real conectado a la red de forma que, sin afectar a la red ni al resto de máquinas del parque, se generan faltas

co (aprox $t=0,1s$), transitorio de activación del *crowbar* (aprox. hasta $t=0,2s$), 2) régimen quasi-permanente donde el convertidor retoma el control de la potencia activa y reactiva 3) recuperación del hueco, donde no hay en este caso activación del *crowbar*. Posteriormente las condiciones iniciales de funcionamiento se retoman. Se observa que, ante un hueco trifásico de tensión residual de hasta el 25% del valor nominal, el aerogenerador queda conectado a la red. Los consumos de potencia activa y reactiva están localizados en los transitorios de entrada y despeje del hueco siendo éstos no significativos.

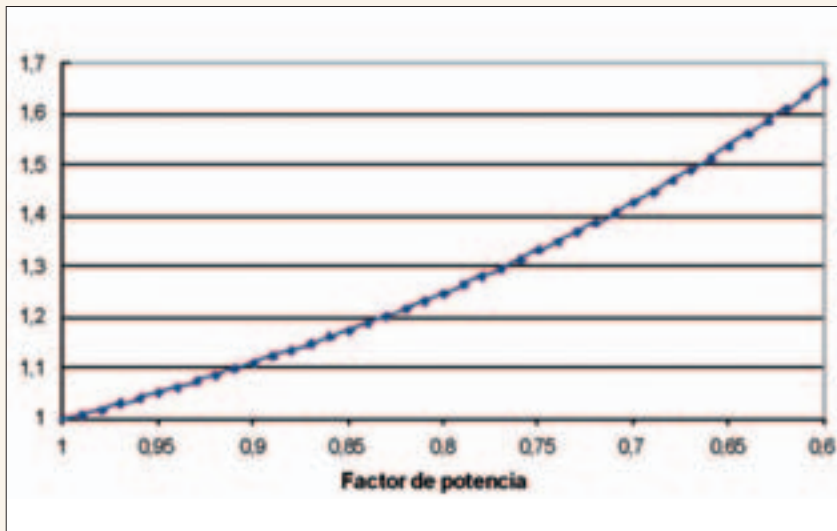


Figura 8: Evolución del tamaño del generador en función del factor de potencia

dos, el generador necesita trabajar a factores de potencia reducidos (tanto capacitivo como inductivo) o bien se requiere la aportación de elementos auxiliares a nivel de subestación.

4.3. Generación de reactiva en los aerogeneradores doblemente alimentados (DFIM)

El generador doblemente alimentado presenta la posibilidad de variar su punto de funcionamiento en función

de la corriente inyectada en el rotor y de esta forma es capaz de producir o absorber potencia reactiva dentro de sus límites térmicos admisibles. La capacidad de producir potencia reactiva está ligada a la intensidad máxima que puede circular tanto por el circuito rotórico como por el estatórico (límites térmicos de la máquina), así como a la tensión de red y a la temperatura ambiente. Tradicionalmente este sistema (DFIM) ha sido diseñado

para trabajar a factor de potencia unidad en terminales del generador. De esta forma, el generador, transformador y las necesidades de refrigeración están dimensionados básicamente para trabajar en estas condiciones de funcionamiento nominales.

Dados los actuales requisitos de conexión la solución para cumplir las normativas pasa por:

a) Instalar equipamiento auxiliar en la subestación que proporcione el déficit de reactiva que no puedan dar las máquinas (soluciones tipo STATCOM, DVAR o banco de condensadores).

b) Modificar el diseño del aerogenerador para aumentar la capacidad de producir reactiva.

c) Combinación de a) y b)

4.4. Rediseño de los aerogeneradores

El primer elemento afectado por la exigencia de una mayor potencia reactiva es obviamente el generador. Un generador de 2 MVA que trabaja a factor de potencia unidad pasa a ser un generador de 2222 MVA trabajando a factor de potencia 0,9. Es decir, para poder proporcionar un factor de potencia de 0,9 a plena potencia se

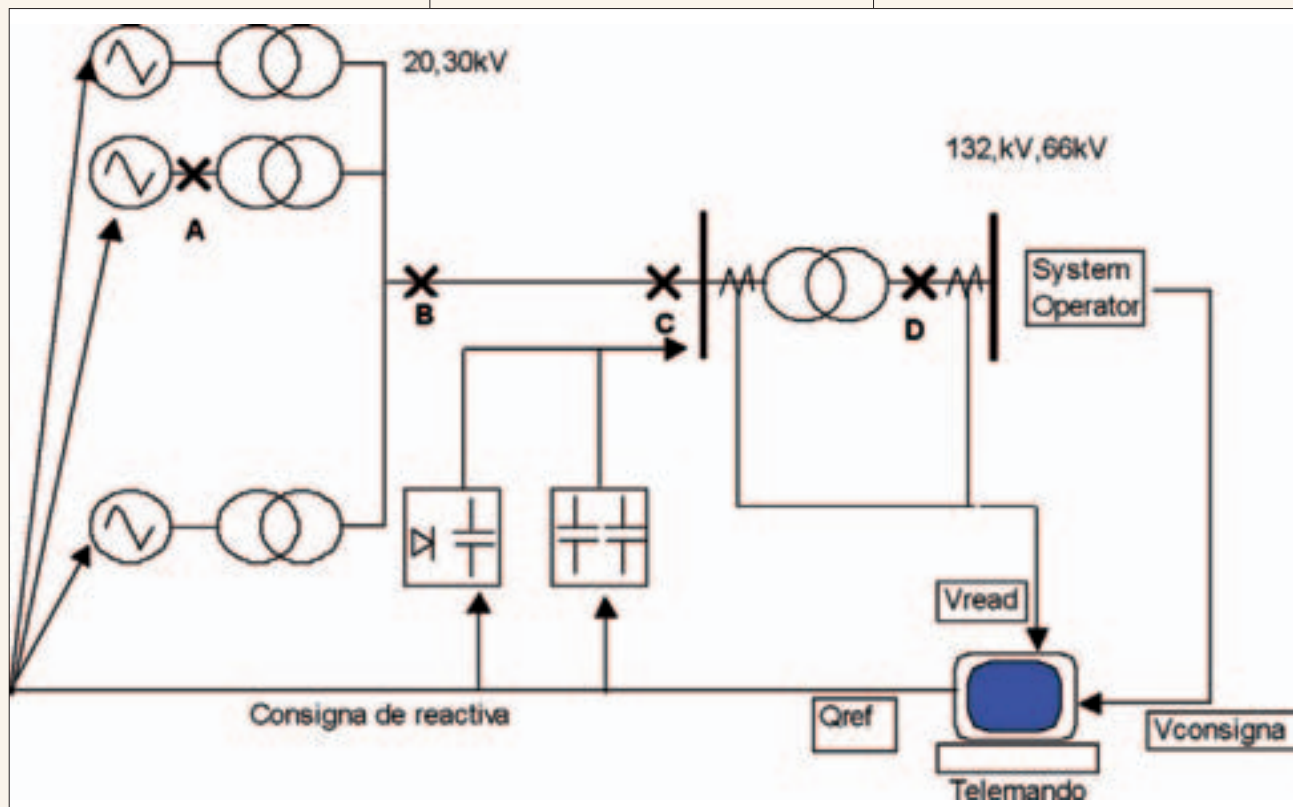


Figura 9: Esquema representativo del control de tensión en un parque eólico

requiere un generador un 11% mayor. Dependiendo del dimensionado de la *nacelle*, la inclusión de un generador de mayor tamaño puede requerir la evacuación al exterior de una mayor cantidad de energía calorífica y por tanto puede influir en el dimensionado de los sistemas de refrigeración existentes. Igualmente es necesario aumentar la potencia del transformador de máquina que eleva la tensión hasta los 20 kV existentes en la red interna del parque. El generador DFIM presenta la posibilidad de proporcionar potencia reactiva por el convertidor de red. Sin embargo, debido a la relación de transformación del generador y la diferencia entre el dimensionado entre el convertidor de rotor y el de red es más factible producir potencia reactiva a través del convertidor de rotor y dimensionar éste para tal efecto.

Existen dos parámetros que afectan especialmente a la producción de potencia reactiva de un aerogenerador:

A) La tensión de conexión a la red: El aerogenerador puede producir una corriente máxima tanto por el estator como por el convertidor de red. Por tanto, si la tensión de la red decrece, y se mantiene producción de potencia activa, disminuyen los límites de generación de potencia reactiva.

B) La temperatura ambiente: Como hemos mencionado, el límite máximo de corriente producida en el estator del generador está limitada por la temperatura. De esta forma, una elevada temperatura ambiente reduce el límite de corriente máxima evacuable y por tanto la producción de reactiva. Asimismo, un generador puede tener diferentes límites de reactiva en función de la temperatura ambiente del lugar donde se conecte.

Dependiendo de la configuración del parque es posible que incluso el sobredimensionamiento del generador para proporcionar la energía reactiva requerida en el punto de conexión de un parque no sea suficiente en otro parque o no sea económicamente rentable. Esto ocurre especialmente en parques donde los aerogeneradores se encuentran muy alejados del punto de conexión. En estas ocasiones se hace necesario el uso de elementos auxiliares de subestación (STATCOM, DVar, o banco de condensadores).

Cada tipo de red tiene sus particularidades

5. CONTROL DE TENSIÓN. CONTROL DE REACTIVA

En muchas normativas de red se incluye el requerimiento de implementar en el parque eólico un control de tensión. Esto implica el desarrollo de una estrategia de control que varíe el punto de funcionamiento del generador (generalmente la potencia reactiva) en función del valor de tensión leído en el punto de conexión. Por ejemplo, en la normativa de REE [1] se incluye el requisito de un control de tensión por calendario en el que se precisa generar un determinado factor de potencia, en función del día y la hora, basado en las tensiones registradas históricamente por REE en los diferentes periodos de valle, llano o punta. En otros países se precisa un control de tensión dinámico equivalente al sistema AVR (*Automatic Voltage Regulator*) de los generadores síncronos (es el caso del Reino Unido e Irlanda entre otros). Estos requisitos han llevado a los fabricantes de aerogeneradores a desarrollar herramientas de control de reactiva a nivel de parque.

Cada tipo de red tiene sus particularidades por lo que el control de reactiva se puede realizar basándose en tres posibilidades diferenciadas:

a) Control de potencia reactiva:

La consigna de potencia reactiva del parque es fija y dentro del rango exigido, independientemente del valor de potencia activa generada.

b) Control del factor de potencia:

La consigna de potencia reactiva de referencia es función de la potencia activa para mantener el factor de potencia constante en terminales del generador.

$$Q_{ref} = P_{med} \sqrt{\frac{1}{PF^2} - 1}$$

Esta consigna es enviada a todas las máquinas del parque que proporcionarán la potencia reactiva requeri-

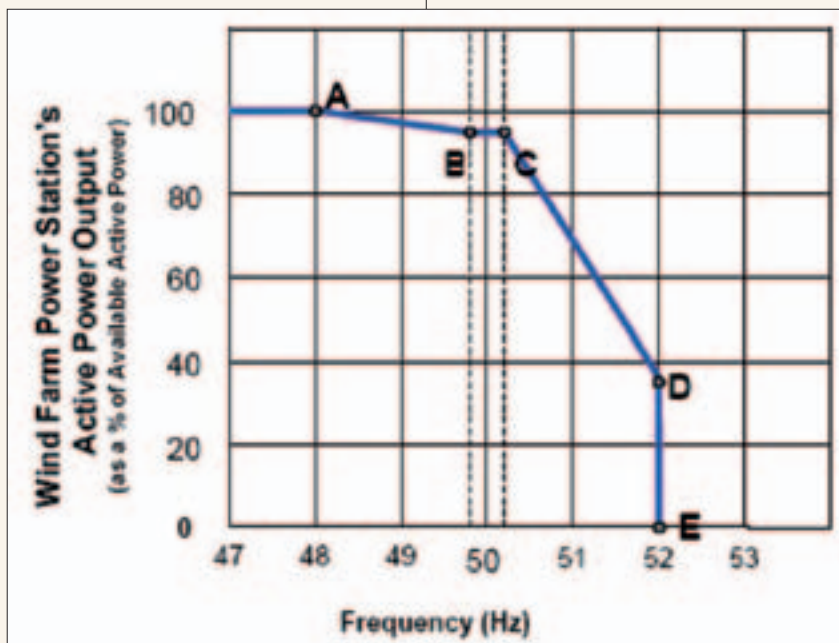


Figura 10: Curva de potencia-frecuencia de cumplimiento en Irlanda [4].

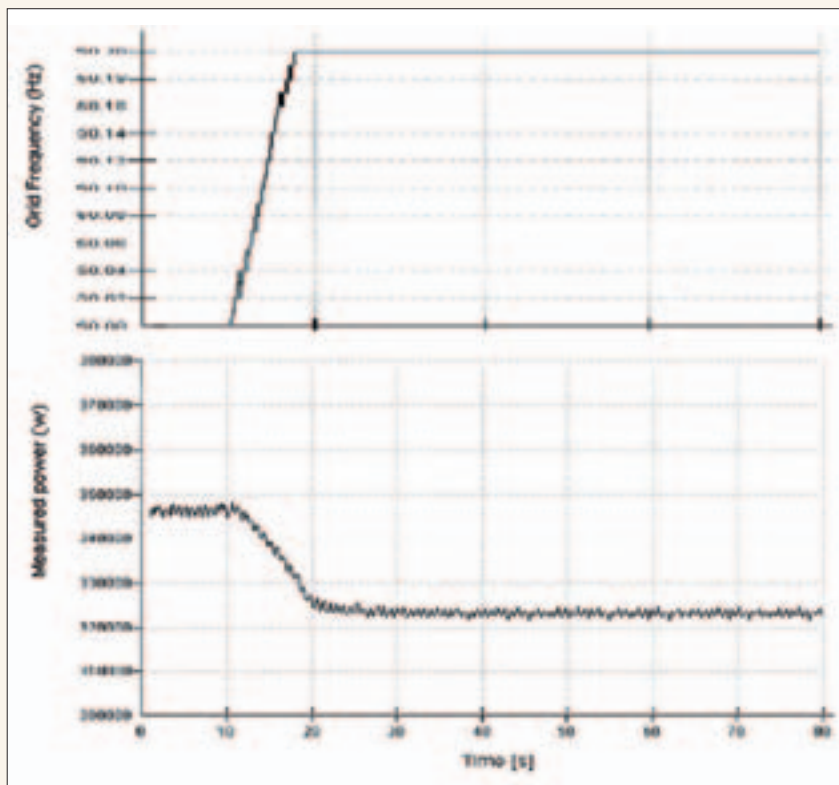


Figura 11: Simulación de control de frecuencia limitado en aerogenerador.

da siempre que esté dentro de sus márgenes de funcionamiento.

c) Control de tensión: La consigna de potencia reactiva es función del valor de tensión leído en el nodo donde se pretenda realizar el control (mantener el nivel de tensión) (Fig. 9).

5.1. Control de tensión

La aplicación del control de tensión en un parque eólico implica el control simultáneo del punto de trabajo de cada uno de los generadores eólicos que lo componen. Así como de los equipos adicionales que suelen usarse como soporte de reactiva a nivel de la subestación del parque. El objetivo es controlar la tensión en el punto de conexión (Punto C o D en la figura 9). Sin embargo, las largas líneas que en ocasiones unen el parque con la subestación y los cables subterráneos conectados a cada aerogenerador hacen que las tensiones internas del parque puedan ser muy distintas a la tensión en el nudo de conexión. Por lo tanto, es necesario un doble control:

1) Control de la tensión en el punto de conexión: asegurando que la tensión en este punto esté dentro del

rango establecido por el operador de red.

2) Control de las tensiones internas del parque: asegurando que las máquinas trabajan dentro de su rango normal de operación ($\pm 10\%$ Vnom).

La implementación de estos dos lazos de control permite utilizar toda la capacidad de producción de reactiva de las máquinas con el fin de mantener la estabilidad de la tensión en el nudo de conexión. Sin embargo, las

este tipo de controles requiere una aplicación específica para cada localización

condiciones de red y la configuración de los parques eólicos son diferentes de unos puntos a otros por lo que este tipo de controles requiere una aplicación específica para cada localización.

6. CONTROL DE LA FRECUENCIA DE RED

La frecuencia es la magnitud eléctrica que refleja los desequilibrios existen-

tes entre generación y demanda de potencia activa en la red. De esta forma, la pérdida de un generador en el sistema origina una caída de frecuencia y la disminución brusca de la demanda causa una subida de la frecuencia de la red. El operador del sistema tiene la función de mantener la frecuencia continuamente en torno a la frecuencia nominal (50 Hz en Europa) y para ello, hace uso de la reserva primaria. La reserva primaria hace referencia a la capacidad que tienen los generadores convencionales para reaccionar a las variaciones de la frecuencia de red con un tiempo de reacción del orden de 10 s. De esta forma, la reserva primaria puede compensar los desequilibrios de potencia, de una forma rápida, con el fin de mantener la frecuencia de la red dentro de los límites normales de operación.

Tradicionalmente el servicio de reserva primaria es desarrollado por los generadores convencionales conectados a la red. Sin embargo, muchas de las normativas de red exigen a los parques eólicos tener un comportamiento similar al de los generadores convencionales, es decir, regular la entrada de par en la turbina en función de la frecuencia y así controlar la potencia activa generada.

6.1. Control de frecuencia

Los requisitos de cumplimiento más exigentes para los parques eólicos se encuentran principalmente en las is-

las con menor grado de interconexión con otras redes. Las redes eléctricas en estos países son las que más frecuentemente sufren las variaciones de frecuencia (Irlanda, Reino Unido, Australia, etc.). Mientras que en España los rangos de variación de frecuencia debidos a la pérdida de un gran generador rondan 0,1/0,2 Hz [2], en UK pueden oscilar entre 0,5 Hz y 0,8 Hz [4]. En las normativas de

red analizadas se presentan dos tipos de control de frecuencia. En algunas normativas se exige el control total de la frecuencia, es decir, la posibilidad de reaccionar a las subidas y bajadas de frecuencia. Por otra parte, otras normativas exigen sólo un control limitado exclusivamente a los incrementos de frecuencia

a) Control de frecuencia total

El objetivo del control de frecuencia total es la reacción del aerogenerador tanto para incrementar como para reducir potencia activa ante variaciones de frecuencia (Fig. 10). Este comportamiento requiere hacer que el generador eólico trabaje por debajo de su punto de potencia máxima producible (línea BC de la figura 10) lo que puede implicar grandes pérdidas econó-

sivamente disminuyendo la producción cuando la frecuencia sube de un determinado valor (Fig. 11). Esto elimina el funcionamiento continuo a potencia limitada y por tanto elimina las pérdidas de producción asociadas. Este comportamiento es exigido por la normativa de EON en Alemania y de ESB en Irlanda entre otras.

7. HERRAMIENTAS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA

En alguna de las normativas evaluadas son exigidos otros requisitos de control de parque:

- a) Posibilidad de limitación de la potencia activa.
- b) Limitación de la variación de la potencia activa (rampas).
- c) Comunicación bidireccional (mandar estados y recibir consignas)

Los fabricantes
de aerogeneradores se adaptan
de forma rápida a estos cambios
y en el mercado se encuentran
ya muchas soluciones

micas en la producción eólica y el desperdicio de un recurso energético renovable como es el viento.

Con valores normales de demanda en la red, la reserva primaria existente es suficiente para garantizar la estabilidad de la frecuencia. Con valores bajos de demanda la necesidad de reserva primaria se incrementa [8]. En estas situaciones, la incorporación del control total de frecuencia en los aerogeneradores podría aportar la flexibilidad necesaria al sistema para mantener los niveles de estabilidad. La utilización de este control exclusivamente en estas situaciones limitaría las pérdidas de producción pero exigiría un mayor desarrollo en las comunicaciones entre el operador de la red y el parque eólico. Este tipo de control de frecuencia es exigido en Irlanda, Reino Unido y Australia.

b) Control de frecuencia limitado

Los aerogeneradores pueden contribuir al control de la frecuencia exclu-

del parque eólico con el operador de la red.

Este tipo de aplicaciones se realizan a través del sistema de telemando del parque eólico. Para ello es necesaria una interacción entre el operador, el telemando y los aerogeneradores y un desarrollo de las comunicaciones tanto internas al parque como con el operador para hacerlas más rápidas y fiables.

8. CONCLUSIONES

La introducción de nuevos requisitos exigidos a los parques eólicos para el cumplimiento de las normativas de red internacionales está introduciendo numerosos cambios de diseño en los aerogeneradores. En primer lugar, los requerimientos sobre los huecos de tensión requieren la incorporación de un sistema *crowbar* activo o bien otro tipo de elementos de protección. Asimismo, los requisitos de generación de potencia reactiva pueden originar cambios en el dimensionado del

generador y en las necesidades de refrigeración de la *nacelle*. Por último, las necesidades de control del parque por parte del operador requieren la introducción de nuevas estrategias de control (control de frecuencia, control de tensión, limitación de potencia activa, etc.). Los fabricantes de aerogeneradores se adaptan de forma rápida a estos cambios y en el mercado se encuentran ya muchas soluciones. Esto permitirá una integración más dinámica y flexible de la energía eólica en la red eléctrica.

9. REFERENCIAS

- [1] REE, "Condiciones técnicas aplicables a la generación de régimen especial no gestionable." Edic.: 4, junio 2003.
- [2] REE, "Servicio complementario de regulación primaria". Procedimiento de operación del sistema P.O. 7.1, BOE num. 197, 18 Agosto 1998.
- [3] NGC, "Precis of 2002 Seven Year Statement", <http://www.nationalgrid.com/uk/>, 2002
- [4] ESB, "Discussion Document for the Review of Frequency Issues for Wind Turbine Generators", V 1.7, Nov. 2003.
- [5] UCTE, "Position Paper on Integrating wind power in the European power systems - prerequisites for successful and organic growth" May 2004
- [6] FGW, *Fördergesellschaft Windenergie e.V* (FGW), Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Mayo 2005.
- [7] NAVARRO GEVERS, Daniel, "Beitrag zur Regelung einer doppelt-gespeisten asynchronmaschine für Windkraftanlagen ohne Lagegeber" Tesis Doctoral en la T.U. Ilmenau Enero 2004.
- [8] AUSIN, Juan Carlos, "The impact of a large penetration of intermittent sources on the power system operation and planning", Tesis Doctoral en la Universidad de Manchester, Enero 2005.
- [9] AUSIN, Juan Carlos; Navarro, Daniel; Andresen, Bjorn "Gamesa Voltage Ride Through Capability Test Unit", NWPC, May 2006, ESPOO, Finland. ■