

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 785 275**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/38** (2006.01)

**H02M 5/458** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **20.12.2012 PCT/DK2012/050493**

87 Fecha y número de publicación internacional: **04.07.2013 WO13097862**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.12.2012 E 12810059 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.04.2020 EP 2798718**

54 Título: **Generador de turbina eólica**

30 Prioridad:

**29.12.2011 DK 201170760**

**30.12.2011 US 201161581649 P**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

**06.10.2020**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**

**Hedeager 42**

**8200 Aarhus N , DK**

72 Inventor/es:

**GUPTA, AMIT KUMAR y**

**GUPTA, MANOJ**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

ES 2 785 275 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

## DESCRIPCIÓN

Generador de turbina eólica

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a un generador de turbina eólica (WTG) y/o un método.

10 **Antecedentes de la invención**

10 En cada país hay un código de red que establece los diversos estándares que un generador de potencia debe cumplir para conectarse a la red. Lo mismo se aplica a la energía eólica. Hay diversos requisitos, uno de los cuales es soportar la tensión de red durante un fallo de red. Por ejemplo, cuando la tensión en el punto donde el parque eólico se conecta a la red (punto de conexión común PCC) cae por debajo de 0,9 p.u. (90% de la tensión nominal), cabe esperar que las turbinas eólicas inyecten una determinada cantidad de corriente reactiva.

15 Para parques eólicos, este requisito se cumple a menudo usando bancos de condensadores y compensadores síncronos estáticos (STATCOM), especialmente si la turbina no es una turbina eólica de velocidad variable. Se ha observado que incluso para turbinas eólicas de velocidad variable, se requiere cierta cantidad de equipos de compensación (STATCOM y bancos de condensadores). Sin embargo, este equipo de compensación es caro y se suma al coste del equipo de equilibrio de planta (BoP) y que se requiere sobre y por encima de los generadores de turbina eólica (WTG). Además, se requiere una estrategia de control compleja para cumplir con el requisito de potencia reactiva en el PCC usando la compensación adicional.

20 En algunos casos, el controlador de turbina eólica puede entrar en un modo de fallo cuando se produce una condición de tensión de red baja en los terminales de turbina o en la red. El modo de fallo puede incluir la inyección de corriente reactiva en la red para soportar la tensión de red. Sin embargo, debido a las impedancias significativas en el sistema externo con respecto al WTG, cuando el WTG comienza a inyectar una corriente reactiva la tensión de terminal cambia en relación con las tensiones adicionales a lo largo de la red, es decir, la tensión real, y, por tanto, una compensación de este tipo de la turbina puede no ser exacta o fiable. También puede haber un problema cuando el WTG se queda bloqueado en el modo de fallo conduciendo a la activación del WTG finalmente. Lo mismo puede explicarse cuando la turbina está absorbiendo potencia reactiva debido a un suceso de alta tensión en la red. El documento AU2009342166 da a conocer que una tensión de una red de servicio se reestablece de manera rápida y fiable, la cual disminuye debido a un fallo de red de servicio o similar, hasta una tensión de referencia. Un generador se conecta a una red de servicio. Una sección de detección de tensión detecta la tensión de una red de servicio. Una sección de control determina la corriente reactiva correspondiente a la tensión obtenida a partir de la sección de detección de tensión basándose en la información de correlación de corriente de tensión en la que la tensión de la red de servicio y la corriente reactiva que va a suministrarse a la red de servicio están correlacionadas entre sí. Una sección de conversión de potencia eléctrica regula la corriente reactiva que va a suministrarse a o absorberse desde la red de servicio. Una sección de cambio de información cambia la información de correlación de corriente de tensión para aumentar una cantidad de la corriente reactiva con respecto a una variación en la tensión en la información de correlación de corriente de tensión, en el caso en el que la tensión de la red de servicio no está en un intervalo predeterminado establecido de antemano después de que haya transcurrido un periodo de tiempo predeterminado desde que la tensión de la red de servicio varió una cantidad predeterminada. El documento EP2236820 da a conocer un método de control de tensión para una planta de generación de potencia, que genera potencia reactiva según la evolución de la tensión, de manera que esto contribuye a establecer la tensión de red, el sistema de control de tensión que comprende el método de control de tensión mencionado anteriormente y el parque eólico que comprende dicho sistema de control. Según este método, la tensión de red equivalente se estima (V Red) basándose en las magnitudes eléctricas medidas en el punto de conexión de la planta de generación de potencia (V Sub, P global, Q global, I global, cos fi), y un modelo equivalente de la red de potencia a la que está conectada la generación de potencia; y basándose en dicha tensión equivalente calculada (V Red) se genera un comando (Q ref) indicativo de la potencia reactiva que va a producirse por la planta de generación de potencia.

55 **Sumario de la invención**

55 En términos generales, la invención propone que los WTG individuales proporcionen una mejor inyección de corriente reactiva durante una condición de fallo de red. Esto puede tener la ventaja de que (1) se mejora el soporte de red de un parque eólico dado (2), se reduce el requisito de compensación para cada parque eólico, reduciendo por tanto el coste de instalación, y/o (3) también puede permitir que el WTG salga de manera fiable del modo de fallo una vez que se mejore la tensión.

60 En una primera expresión específica de la invención, se proporciona un generador de turbina eólica que comprende un generador eléctrico configurado para generar señales de CA, una pluralidad de convertidores de potencia operados por una señal de conexión, estando cada convertidor de potencia configurado para convertir las señales de CA del generador eléctrico en señales de CA de frecuencia fija, y un controlador configurado para entrar en un modo de fallo cuando una tensión de red cae fuera de un umbral aceptable, en el que el umbral aceptable se refiere

a un límite de alta tensión, límite de baja tensión, límite de tensión de secuencia positiva/negativa y/o límite de desequilibrio de tensión de WTG predeterminados, y durante el modo de fallo el controlador se configura para proporcionar una referencia de corriente reactiva dependiente de un valor estimado de tensión de red distante del generador de turbina eólica, en el que distante es más lejos a lo largo de un circuito hacia un punto de conexión común.

La tensión de red distante del generador de turbina eólica puede estimarse basándose en una relación que incluye una tensión de terminal del generador de turbina eólica. Preferiblemente, la relación incluye también una corriente reactiva de terminal del generador de turbina eólica e impedancia externa respecto al generador de turbina eólica. Además, la relación puede incluir la impedancia de un transformador de turbina. Incluso, además, la relación puede deducir/añadir una caída de tensión a través de un transformador de WTG y una caída de tensión a través de una impedancia externa efectiva tal como se observa mediante el generador de turbina eólica, a partir de la tensión de terminal del generador de turbina eólica. Específicamente, la impedancia externa efectiva puede ser una impedancia efectiva de un parque eólico.

Ventajosamente, puede determinarse la impedancia del parque eólico basándose en el estado funcional de una pluralidad de enlaces de transmisión con el parque eólico o puede determinarse en la fase de prediseño del parque eólico.

Preferiblemente, el umbral aceptable se refiere a un límite de alta tensión, límite de baja tensión y/o límite de desequilibrio de tensión de WTG predeterminados. La referencia de corriente reactiva también puede depender de uno o más de: valor nominal de corriente reactiva máxima nominal, ganancia de tensión/corriente reactiva (K); fluctuación de potencia activa, fluctuación de potencia reactiva, entrega de potencia reactiva, requisitos de soporte de red, prioridad de potencia activa, prioridad de potencia reactiva, límite de corriente, límite de tensión, fluctuación de tensión de enlace de CC, límite de tensión de enlace de CC, fluctuación de par, límite de tensión de convertidor, límites de supervisión de turbina, temperatura de resistencias de interruptor periódico, etc.

El generador de turbina eólica puede comprender además un transductor de tensión para medir la tensión de red distante del generador de turbina eólica y un enlace de transmisión para transmitir una señal del transductor al controlador.

Un método para controlar un generador de turbina eólica que comprende un controlador configurado para entrar en un modo de fallo cuando una tensión de red cae fuera de un umbral aceptable, en el que el umbral aceptable se refiere a un límite de alta tensión, límite de baja tensión, límite de tensión de secuencia positiva/negativa y/o límite de desequilibrio de tensión de WTG predeterminados, comprendiendo el método las etapas de determinar si entrar en un modo de fallo, mientras está en modo de fallo, estimar una tensión en una ubicación distante del generador de turbina eólica, en el que distante es más lejos a lo largo de un circuito hacia un punto de conexión común, y proporcionar una corriente reactiva basándose en la tensión estimada.

La estimación de la tensión puede comprender medir una tensión de terminal de la tensión de generador de turbina eólica y deducir o añadir la caída de tensión a través de impedancias a la ubicación distante. La caída de tensión puede determinarse basándose en la corriente reactiva y una determinación de la impedancia de un transformador y una red de transmisión entre la tensión de generador de turbina eólica y la ubicación distante.

#### 45 **Breve descripción de los dibujos**

Con el fin de que la invención pueda entenderse completamente y ponerse fácilmente en práctica, ahora se describirá solo a modo de ejemplo no limitativo, una realización de ejemplo descrita a continuación con referencia a los dibujos ilustrativos adjuntos en los que:

50 la figura 1 es un diagrama esquemático de un WTG basado en convertidor a escala completa;

la figura 2 es un circuito equivalente del WTG en la figura 1 según una realización;

55 la figura 3 es un gráfico de la corriente reactiva que va a inyectarse frente a la tensión de red en la figura 2;

la figura 4 es un circuito simplificado equivalente del WTG en la figura 1 según otra realización;

60 la figura 5 es un circuito simplificado del WTG en la figura 4;

la figura 6 es un gráfico de la corriente reactiva que va a inyectarse frente a la tensión de red de la figura 4;

las figuras 7 a 9 son gráficos de resultados de simulación para el WTG; y

65 la figura 10 es un diagrama de flujo que ilustra las etapas de funcionamiento implementadas por la realización de la figura 4.

## Descripción detallada

Un WTG incluye generalmente un conjunto de palas, un generador, transformador y un convertidor de potencia. Las palas de turbina se hacen rotar alrededor de un árbol por el viento y están montadas en una góndola en una torre relativamente alta con respecto al suelo para garantizar un buen flujo de aire. El generador eléctrico se acciona por el árbol de rotación para producir normalmente tensión de corriente alterna (CA) que varía en magnitud y frecuencia según la velocidad del viento. Una caja de cambios puede utilizarse para aumentar la velocidad de rotación lenta del árbol a una velocidad de rotación alta adecuada para hacer funcionar el generador. El generador puede ser o bien sincrónico o bien asíncrono. El convertidor de potencia convierte y transfiere potencia del generador a la red tal como se describe a continuación.

La figura 1 muestra un sistema eléctrico de la turbina eólica según una realización. El sistema eléctrico incluye un generador 101, un convertidor de potencia 102 y un transformador principal 105.

El primer convertidor de potencia 102 incluye un convertidor de lado de generador 110 y un convertidor de lado de red 111 conectado a través de un enlace de corriente continua (CC) 112. El enlace de CC 112 incluye un condensador de enlace de CC 113.

El generador 101 convierte la energía mecánica en energía eléctrica que tiene tensión y corriente de CA (corriente alterna) (denominados colectivamente "señales de CA"), y proporciona las señales de CA generadas al convertidor de lado de generador 110. Las señales de CA del generador tienen una frecuencia variable, debido al viento variable. El convertidor de lado de generador 110 convierte o rectifica las señales de CA en una tensión de CC (corriente directa) y una corriente de CC (conocidas colectivamente como "señales de CC") hacia el enlace de CC 112. Se proporciona un depósito de carga 114 para controlar la tensión de CC en el enlace de CC 112 absorbiendo cualquier cantidad en exceso de potencia activa proporcionada por el generador 101 debido a un fallo de red o un suceso similar. El depósito de carga comprende un elemento de disipación de potencia y un conmutador en serie, y conectado a través del enlace de CC del convertidor. El convertidor de lado de red 111 convierte las señales de CC del enlace de CC 112 en señales de CA de frecuencia fija para una red de potencia. El transformador 105 transforma la tensión de red a un nivel adecuado en el lado de baja tensión según el diseño de hardware de sistema de tren de accionamiento. La salida de potencia de cada convertidor de lado de red 111 se alimenta a la red de potencia a través del transformador principal 105. Las líneas de transmisión pueden conectarse directamente a la red o, si está en un parque eólico, unirse con otras líneas de transmisión en un punto de conexión común (PCC) antes de conectarse a la red. Los filtros 115 en forma de condensadores, inductores y resistencias pueden ubicarse entre el punto de salida común de cada convertidor de lado de red 111, y la red de potencia. Normalmente, un filtro pasivo porta dos bifurcaciones: una bifurcación de filtro armónico principal (bancos de condensadores) para absorber armónicos de conmutación y una bifurcación de resonancia (condensadores, pequeñas obturaciones y pequeñas resistencias) para amortiguar el fenómeno de resonancia. El filtro también puede incluir otros componentes como contactores, fusibles, sensores, etc.

Debe observarse que el sistema eléctrico descrito con referencia a la figura 1 es solo un ejemplo de la configuración eléctrica de la turbina eólica y solo se muestran los componentes principales para ilustrar las realizaciones. La presente invención no debe limitarse a la configuración exacta del sistema eléctrico que se muestra en la figura 1. Son posibles otras configuraciones eléctricas. Por ejemplo, aunque se muestra un convertidor de potencia, pueden proporcionarse convertidores paralelos dependiendo de los requisitos de intercalación/redundancia. Además, muchos componentes en el sistema eléctrico de la turbina eólica pueden no mostrarse en la figura 1. Por ejemplo, el sistema eléctrico puede incluir filtros entre el generador 101 y los convertidores de potencia. Además, puede haber conmutadores dispuestos en diversas ubicaciones para conectar o desconectar determinados componentes de la turbina, y puede haber transductores o transformadores en diversas ubicaciones para la medición o calibración. El convertidor puede colocarse en el circuito de rotor en lugar de colocarse en el circuito de estator.

En condiciones normales, un PPC monitoriza las señales de CA en cada WTG en el parque eólico, la red, el estado funcional de todos los WTG y enlaces de transmisión. Según una estrategia de control, el PPC emite un comando de referencia de potencia activa  $P_{ref}$  y un comando de referencia de potencia reactiva  $Q_{ref}$  para un WTG dado para entregar una señal de CA deseada. Cada controlador de WTG comprende un controlador de convertidor de lado de generador, y un controlador de convertidor de lado de red para controlar el convertidor de lado de generador 110 y el convertidor de lado de red 111, respectivamente. Estos controladores podrían estar en la misma pieza de hardware de controlador. El controlador de convertidor de lado de red también puede controlar un conmutador de depósito de carga del depósito de carga 114.

Según una realización mostrada en la figura 2, durante una condición de fallo de red de baja tensión, cada WTG puede conmutar a un modo de fallo. El modo de fallo puede relacionarse con un algoritmo de control rápido local que funciona independientemente del PPC basándose en parámetros medidos localmente en el nivel de WTG. Por ejemplo, el convertidor de lado de red puede hacerse funcionar de modo que el WTG aparece como una fuente de corriente reactiva controlada por tensión 200. El  $I_r$  es dependiente de la tensión medida de CA  $v_{WT}$  202 del WTG, medida entre el inductor u obturador de red 204 y el transformador 206. Esta ubicación se define como el terminal de

baja tensión del WTG.

Lo mismo puede explicarse para una condición de fallo de red de alta tensión.

5 La característica de control entre la tensión y la corriente se muestra en la figura 3. Cuando la tensión supera 0,9 p.u., el controlador de WTG saldrá 300 del modo de fallo y el PPC se hará cargo del control del WTG. Los números mostrados en la figura 3 son ejemplares y pueden cambiar en diversas ubicaciones/países/sitios.

10 En el modo de fallo de red, el  $i_r$  se entrega generalmente según la figura 3. Sin embargo, cuando la tensión se aproxima a 0,9 p.u. la corriente se escala 302 de vuelta hacia un valor nulo que se efectúa cuando la tensión se aproxima a 0,9 p.u. La ganancia de tensión/corriente reactiva (K) en este caso es 2, aunque esto puede depender de si el WTG está conectado a un sistema de red fuerte o débil.

15 Usando el gráfico de la figura 3 del WTG de la figura 2, tensiones que están distantes con respecto al terminal de baja tensión del WTG, es decir, más lejos a lo largo del circuito hacia el PCC, serán menores debido a la caída de tensión a través de las diversas impedancias en comparación con la tensión de terminal de WTG. En la figura 3, dado que  $K=2$ , cuando la  $v_{Vt}$  está por encima de 0,4 p.u. el WTG entregará un  $i_r$  de menos de 1 p.u. Incluso en el PCC, debido a la significativa caída de tensión a través de los transformadores de parque eólico y otras impedancias entre los mismos, la tensión será inferior a lo que podría ser potencialmente si el WTG estuviera entregando una cantidad mayor, lo cual es capaz de hacer. Esto puede entenderse a partir de la figura 2, es decir, dado que la inyección de corriente es dependiente de la tensión de turbina LV, la tensión de terminal de turbina cambia con la cantidad de corriente reactiva inyectada. Esto es dependiente de la impedancia vista. Esto conduce a una inyección reducida de la turbina. Además, cuando la tensión de red está cerca de 0,9 p.u. la turbina a veces permanece en modo de fallo de red durante un tiempo significativamente más largo y, finalmente, se activa. La solución aparentemente obvia sería aumentar K, pero, dado que los parques eólicos también pueden estar conectados a un sistema de red débil, esto conduciría a la inestabilidad de la tensión. Otra solución sería establecer dinámicamente K, pero sería necesaria una interacción en tiempo real con el controlador de planta de potencia y requeriría esfuerzos de coordinación significativos que requieren una velocidad de comunicaciones suficiente.

20 Las figuras 7 a 9 muestran resultados de simulación para un WTG de tipo DFIG, pero tanto WTG basados en convertidor a escala completa como DFIG se comportan como una fuente de corriente durante el modo de fallo en un suceso de baja tensión de red. Esto puede ser similar a lo que podría esperarse para el WTG en la figura 2. En la figura 7, cuando la tensión en el PCC se reduce (tal como muestra el gráfico 702 de la figura 7 que es la tensión en el PCC y el gráfico 700 corresponde a la tensión de terminales de WTG), también se reduce la tensión en el terminal de WTG. La figura 8 ilustra un gráfico de la tensión de terminal de WTG reducida 800 (tal como se muestra en la figura 7), la tensión en el PCC y una tensión de umbral de referencia 802. En este caso particular, según los requisitos, cuando la tensión en el terminal de WTG es inferior a 0,85 p.u., el modo de fallo se enciende, y el WTG inyecta potencia reactiva y reduce la potencia activa. Sin embargo, si la tensión de terminal de WTG permanece por debajo de 0,9 p.u., permanece en el modo de fallo. Vale la pena indicar que la tensión en el PCC está por debajo de 0,85 p.u. cuando la tensión en el terminal de WTG pasa los 0,85 p.u.

45 El efecto anterior se ilustra en la figura 9. Con la reducción en la tensión de terminal de WTG, los WTG se desplazan al modo de LVRT donde la potencia activa se reduce y se incrementa la potencia reactiva. La corriente reactiva máxima está disponible cuando la tensión en los terminales de WTG está entre 0,2 p.u. a 0,5 p.u., según una realización. Después de eso, comienza a reducirse y sigue una curva de pendiente del 50% para la inyección de corriente reactiva frente a la tensión de terminales de WTG. Durante el modo de LVRT, no se sigue  $Q_{referencia}$  ( $Q_{ref}$ ) desde el PPC y los WTG están generando la potencia reactiva que depende de la tensión de terminal de WTG. Cuando la tensión de terminal de WTG excede 0,85 p.u., el WTG está fuera del modo de LVRT y comienza a seguir la  $Q_{referencia}$  del PPC, y la potencia activa se aumenta en rampa hasta la potencia solicitada.

50 En la figura 4 se muestra una alternativa según otra realización y la figura 10 ilustra las etapas para proporcionar corriente reactiva. Similar a la otra realización, un PPC monitoriza las señales de CA en la etapa 1000 en cada WTG en el parque eólico, la red, el estado funcional de todos los WTG y enlaces de transmisión. Además, si se detecta una condición de fallo de red de baja tensión, cada WTG conmuta a un modo de fallo tal como se ilustra en la etapa 1002. Sin embargo, en este caso, la fuente de corriente  $i_r$  400 es dependiente de una tensión de CA 402 distante de los terminales de WTG tal como se ilustra en la figura 4. Por ejemplo, puede depender de la tensión en el PCC  $v_{pcc}$  en lugar de  $v_{Vt}$ . Dado que la tensión distante se ve mucho menos afectada por la inyección de corriente y las impedancias, esta tensión será más estable y adecuada para la inyección de corriente. Esto puede tener la ventaja de que se suministra más corriente reactiva por cada WTG en condiciones de baja tensión, y por tanto puede esperarse una inyección más precisa/fiable en la red durante el fallo. Lo mismo puede explicarse para el suceso de fallo de red de alta tensión.

65 Con el fin de determinar  $v_{pcc}$ , puede ser posible medir la misma directamente, aunque en vista del requisito de respuesta rápida, puede ser más deseable estimar la misma basándose en la tensión de terminal WTG, y esto se ilustra como la etapa 1003 de la figura 10. En la figura 5 se muestra un circuito simplificado del WTG de la figura 4. Tal como se ve mediante el convertidor de lado de red, la tensión principal que afecta a los componentes son la

5 inductancia de obturador de turbina 504, la inductancia de transformador de turbina 506 (o más generalmente, la impedancia de transformador de turbina), la inductancia combinada 508 de la red de transmisión de parque eólico, incluyendo el transformador de red, y la inductancia de red 510. Por tanto, la caída de tensión a través del transformador de turbina 506 y la red de transmisión de parque eólico 508 puede obtenerse o deducirse de la tensión de terminal de turbina para estimar la  $V_{pcc}$ . La tensión de PCC de secuencia positiva y negativa puede determinarse por las ecuaciones 1 y 2:

$$\vec{v}_{pcc}^+ = \vec{v}_{lvt}^+ - (x_{tr} + x_{pk}) * \vec{i}_r^+ \quad (1)$$

$$\vec{v}_{pcc}^- = \vec{v}_{lvt}^- + (x_{tr} + x_{pk}) * \vec{i}_r^- \quad (2)$$

10 donde

$\vec{v}_{pcc}^+$  Tensión de secuencia positiva aproximada/estimada en el PCC

$\vec{v}_{pcc}^-$  Tensión de secuencia negativa aproximada/estimada en el PCC

$\vec{v}_{lvt}^+$  Tensión de secuencia positiva real en el lado de baja tensión (LV) del WTG

20  $\vec{v}_{lvt}^-$  Tensión de secuencia negativa real tensión en el lado de baja tensión (LV) del WTG

$i_r^+$  Corriente reactiva de secuencia positiva inyectada/absorbida por WTG

25  $i_r^-$  Corriente reactiva de secuencia negativa inyectada/absorbida por WTG

$x_{tr}$  Reactancia ofrecida por el transformador de góndola

30  $x_{pk}$  Reactancia ofrecida por el parque eólico. Esto puede determinarse en tiempo real por PPC según el estado de los enlaces de transmisión. Este es el valor equivalente para una turbina. Esto también podría determinarse durante la fase de prediseño eléctrico del parque eólico.

35 La tensión determinada a partir de estas expresiones puede no ser la tensión real en el PCC, sino una tensión más cercana a la tensión de PCC real. El uso de esta tensión puede conducir a una mejor inyección de la turbina en comparación con el uso simplemente de la tensión en el terminal de baja tensión de turbina.

40 Por tanto, puede ser deseable estimar una tensión desde una ubicación distante de la WTG y proporcionar una corriente reactiva basándose en la tensión estimada tal como se ilustra en la etapa 1004 de la figura 10, pero la ubicación real precisa de esa tensión particular en el perfil de línea puede no conocerse o determinarse de manera precisa. Para las expresiones anteriores, se omite la caída resistiva. Sin embargo, si el componente resistivo es significativo, entonces puede tenerse en cuenta la caída resistiva.

45 Por tanto,  $x_{tr}$ ,  $x_{pk}$  y otras impedancias se almacenan por el controlador de WTG.  $x_{pk}$  puede actualizarse periódicamente por el PPC, pero normalmente no cambia muy a menudo. Haciendo referencia a la ecuación 1, una estimación inicial de  $i_r^+$  debe determinarse de antemano basándose en la  $V_{pcc}$  medida usando la característica de control de tensión en la figura 6.

50 En las mismas líneas, puede estimarse el valor inicial de la tensión de PCC de secuencia negativa, conduciendo a una estimación inicial para  $i_r^-$ . En una condición de fallo de red simétrica, la corriente reactiva de secuencia positiva podría determinarse basándose en la figura 3 o 6 y la corriente reactiva de secuencia negativa es sustancialmente cero. Pero en una condición de fallo asimétrica, el valor final de la corriente reactiva de secuencia positiva y negativa también son dependientes de al menos uno de los siguientes: fluctuación de potencia activa, fluctuación de potencia reactiva, entrega de potencia activa, entrega de potencia reactiva, requisito de soporte de red, prioridad de potencia activa, prioridad de potencia reactiva, límite de corriente, límite de tensión, fluctuación de tensión de enlace de CC, 55 límite de tensión de enlace de CC, fluctuación de par, límite de tensión de convertidor, límites de supervisión de turbina, temperatura de resistencias de interruptor periódico, etc.

60 En implementaciones más simples, puede ser posible estimar para una instalación particular un factor de corrección para aplicar  $v_{lvt}$  para estimar  $V_{pcc}$ .

En la figura 3,  $K = 2$  pero su valor puede ser mayor o menor. Por ejemplo, para  $K = 10$  la figura 3 se modifica con

respecto a la figura 6.

5 La característica de control en la figura 6 también se modifica proporcionando una corriente de secuencia positiva pequeña  $i_r^+$  cuando  $V_{pcc} = 0,9$  p.u. para forzar a que el controlador de WTG salga del modo de fallo. Si el  $i_r^+$  es demasiado bajo cuando  $V_{pcc}$  se aproxima a 0,9 p.u. puede que nunca pase el umbral y por tanto nunca salga del modo de fallo. En algunos códigos de red, se espera que el WTG se active después de 60 segundos en modo de fallo, lo cual es indeseable en tales casos, ya que puede conducir a una inestabilidad más ancha.

10 También el pico disponible  $i_r^+$  puede no ser 1 p.u. Con determinados fallos, particularmente fallos desequilibrados, el convertidor de lado de red puede no ser capaz de entregar tanta corriente reactiva. El controlador de WTG será capaz de determinar en tiempo real el posible máximo de  $i_r^+$  que puede depender del nivel relativo de tensión de secuencia nula y/o negativa.

15 Así como con baja tensión, si la tensión se eleva por encima de 1,1 p.u. el WTG puede reaccionar tal como se muestra en las figuras 3 y 6 absorbiendo la corriente reactiva. Cuando se produce un desequilibrio de tensión, la inyección de corriente o absorción puede implementarse en cada fase de forma independiente. Por tanto, la presente invención puede ser útil en esos casos, así como para garantizar que la tensión distante estimada, por ejemplo,  $V_{pcc}$  se usa de manera más efectiva por el control de WTG para el manejo de fallo.

20 Aunque se han descrito en detalle realizaciones de la invención, son posibles muchas variaciones dentro del alcance de la invención tal como se define por las reivindicaciones. Aunque se describió una turbina a escala completa, la invención también puede aplicarse a un WTG de tipo generador de inducción doblemente alimentado (DFIG).

25 Una o más realizaciones pueden tener la ventaja de que:

- puede requerirse una compensación menos dinámica;
- tiempo de reacción muy rápido a condiciones de tensión de red; y/o
- 30 • puede implementarse en un hardware existente con una actualización de software simple.

**REIVINDICACIONES**

1. Generador de turbina eólica que comprende:
  - 5 un generador eléctrico configurado para generar señales de CA,
 

una pluralidad de convertidores de potencia operados por una señal de conexión, estando los convertidores de potencia configurados para convertir las señales de CA del generador eléctrico en señales de CA de frecuencia fija, y

10 un controlador configurado para entrar en un modo de fallo cuando una tensión de red cae fuera de un umbral aceptable, en el que el umbral aceptable se refiere a un límite de alta tensión de WTG, límite de baja tensión, límite de tensión de secuencia positiva/negativa y/o límite de desequilibrio de tensión predeterminados,

15 y durante el modo de fallo el controlador se configura para proporcionar una referencia de corriente reactiva dependiente de una tensión de red distante del generador de turbina eólica, en el que distante significa más lejos a lo largo de un circuito hacia un punto de conexión común.
  - 20 2. Generador de turbina eólica según la reivindicación 1, en el que la tensión de red distante del generador de turbina eólica se estima basándose en una relación que incluye una tensión de terminal del generador de turbina eólica.
  - 25 3. Generador de turbina eólica según la reivindicación 2, en el que la relación incluye también una corriente reactiva de terminal del generador de turbina eólica y una impedancia externa respecto al generador de turbina eólica.
  4. Generador de turbina eólica según la reivindicación 3, en el que la relación incluye además la impedancia de un transformador de turbina.
  - 30 5. Generador de turbina eólica según la reivindicación 3 o 4, en el que la relación consiste en deducir o añadir una caída de tensión a través de un transformador de WTG y una caída de tensión a través de una impedancia externa efectiva, tal como se observa mediante el generador de turbina eólica, a partir de la tensión de terminal del generador de turbina eólica.
  - 35 6. Generador de turbina eólica según la reivindicación 5, en el que la impedancia externa efectiva es una impedancia efectiva de un parque eólico.
  - 40 7. Generador de turbina eólica según la reivindicación 6, en el que se determina la impedancia del parque eólico basándose en el estado funcional de una pluralidad de enlaces de transmisión con el parque eólico o se determina en la fase de prediseño del parque eólico.
  - 45 8. Generador de turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la referencia de corriente reactiva depende también de uno o más de: valor nominal de corriente reactiva máxima nominal, ganancia de tensión/corriente reactiva (K); fluctuación de potencia activa, fluctuación de potencia reactiva, entrega de potencia activa, entrega de potencia reactiva, requisito de soporte de red, prioridad de potencia activa, prioridad de potencia reactiva, límite de tensión, fluctuación de tensión de enlace de CC, límite de tensión de enlace de CC, fluctuación de par, límite de tensión de convertidor, límites de supervisión de turbina, temperatura de resistencias de interruptor periódico.
  - 50 9. Generador de turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende, además, un transductor de tensión para medir la tensión de red distante del generador de turbina eólica y un enlace de transmisión para transmitir una señal desde el transductor hasta el controlador.
  - 55 10. Método para controlar un generador de turbina eólica que comprende un controlador configurado para entrar en un modo de fallo cuando una tensión de red cae fuera de un umbral aceptable, en el que el umbral aceptable se refiere a un límite de alta tensión, límite de baja tensión, límite de tensión de secuencia positiva/negativa y/o límite de desequilibrio de tensión de WTG predeterminados, comprendiendo el método las etapas de
 

60 determinar si entrar en un modo de fallo,

mientras se está en el modo de fallo, estimar una tensión en una ubicación distante desde el generador de turbina eólica, en el que distante significa más lejos a lo largo de un circuito hacia un punto de conexión común, y proporcionar una corriente reactiva basándose en la tensión estimada.

65

11. Método según la reivindicación 10, en el que estimar la tensión comprende medir una tensión de terminal de la tensión de generador de turbina eólica y deducir o añadir la caída de tensión a través de impedancias a la ubicación distante.
- 5 12. Método según la reivindicación 11, en el que se determina la caída de tensión basándose en la corriente reactiva y una determinación de la impedancia de un transformador y una red de transmisión entre la tensión de generador de turbina eólica y la ubicación distante.

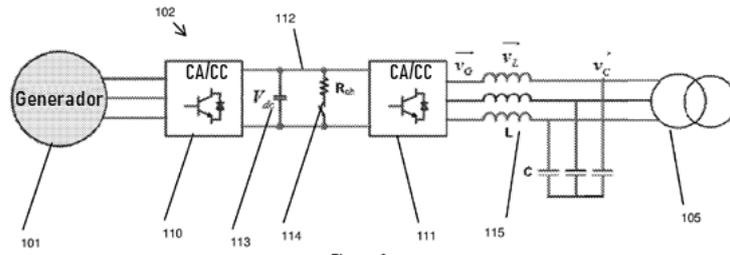


Figura 1

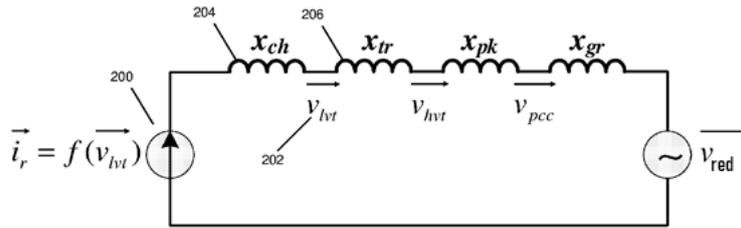


Figura 2

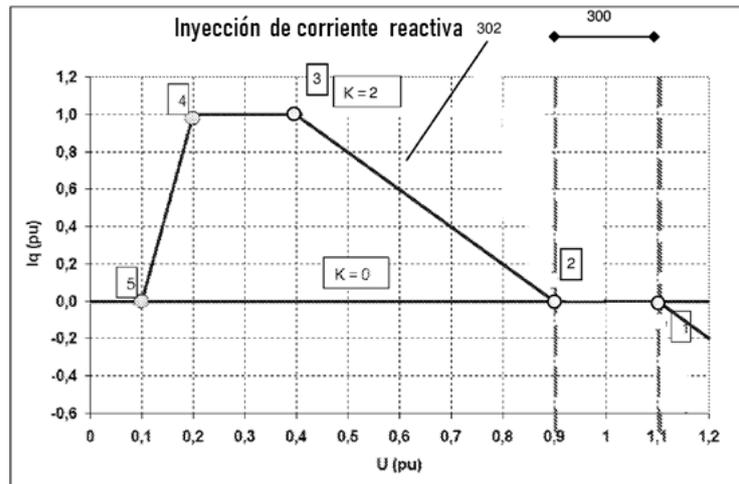


Figura 3

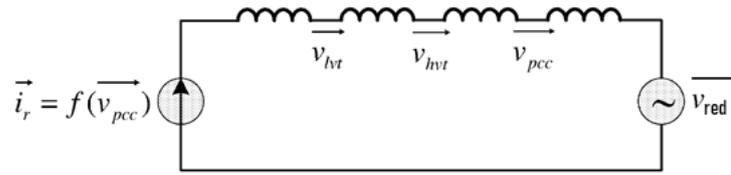


Figura 4

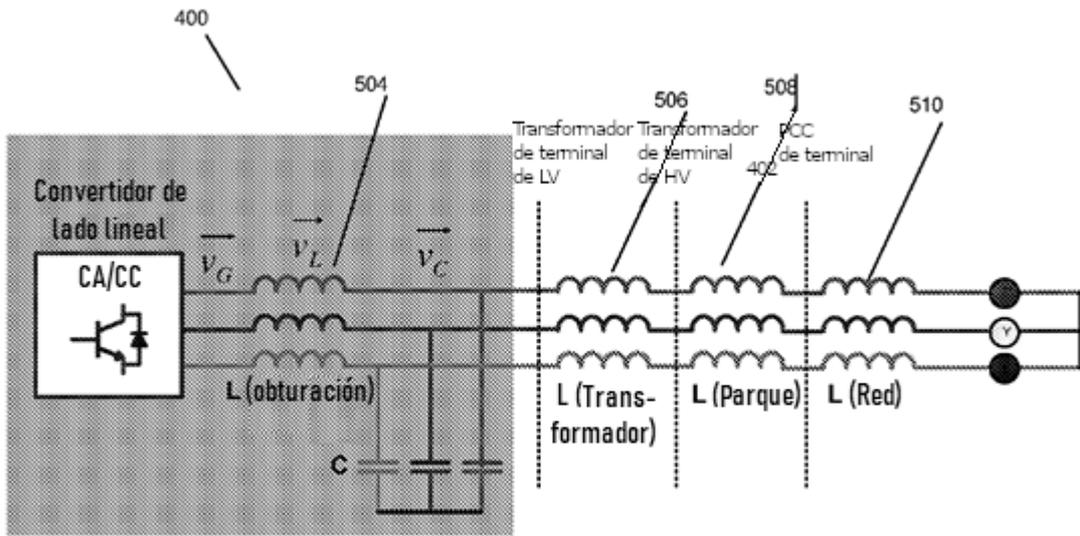


Figura 5

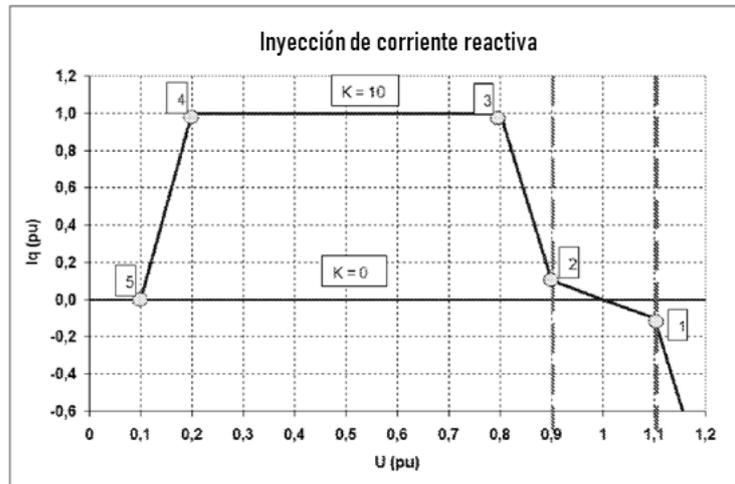


Figura 6

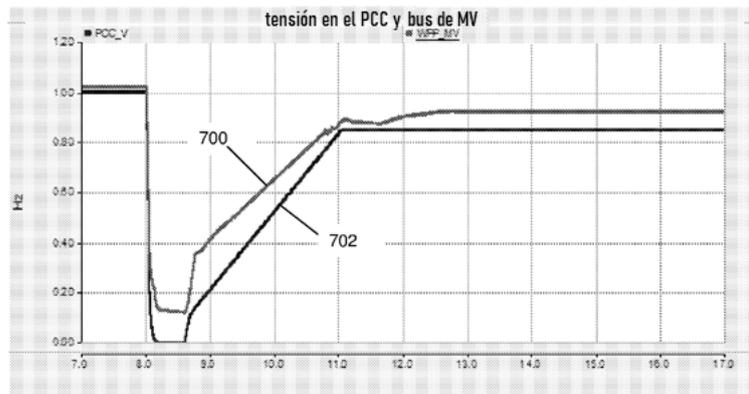


Figura 7

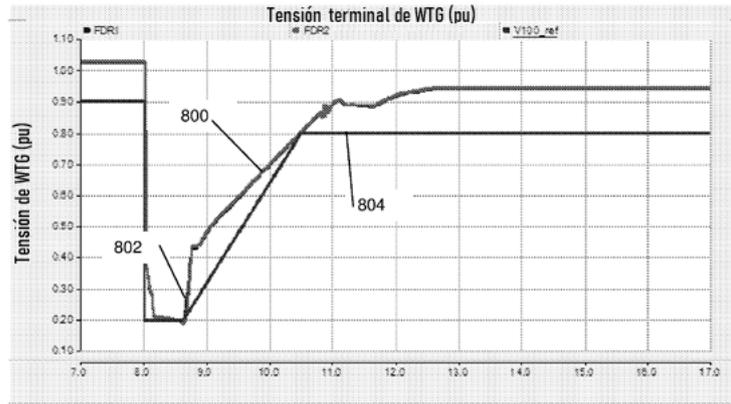


Figura 8

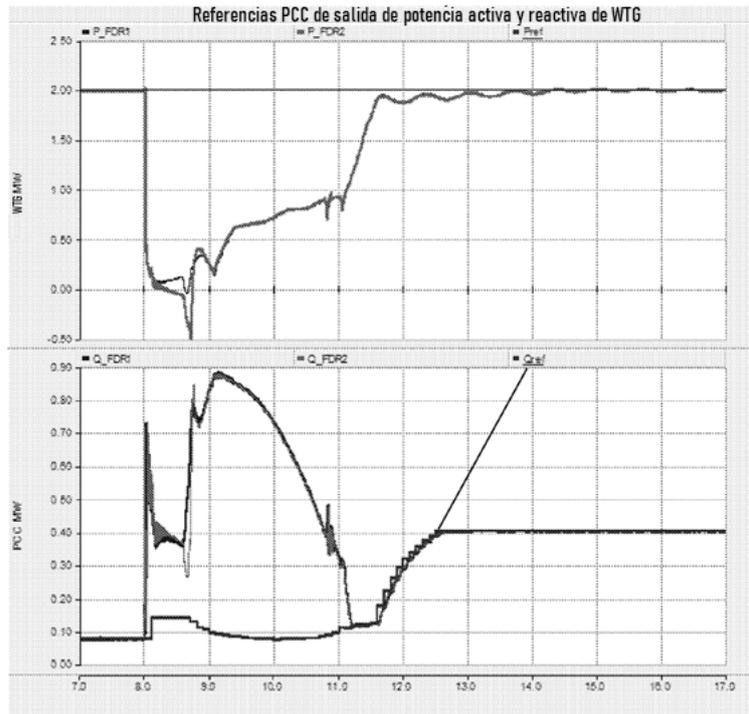


Figura 9

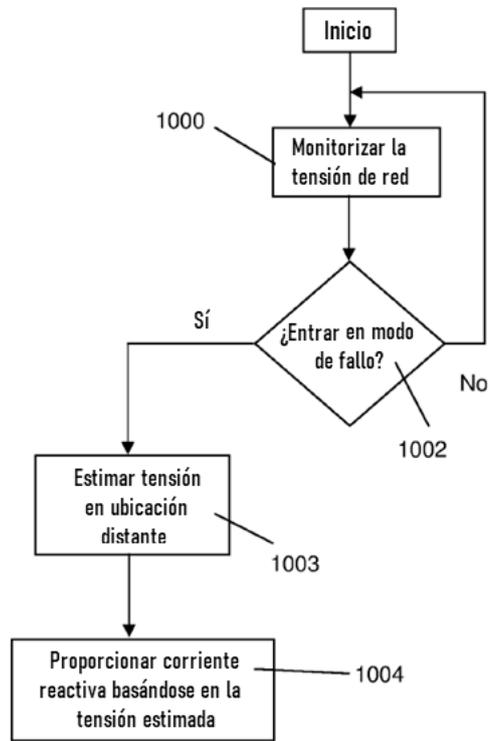


Figura 10