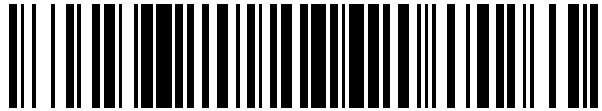


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 613 902**

21 Número de solicitud: 201500845

51 Int. Cl.:

**F03D 7/04** (2006.01)  
**G05B 23/02** (2006.01)

12

SOLICITUD DE PATENTE

A1

22 Fecha de presentación:

26.11.2015

43 Fecha de publicación de la solicitud:

26.05.2017

71 Solicitantes:

**GAMESA INNOVATION & TECHNOLOGY, S.L.**  
**(100.0%)**  
**Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 100**  
**48170 Zamudio (Bizkaia) ES**

72 Inventor/es:

**RODRIGUEZ IZAL , José Luis ;**  
**GUDE RODRIGUEZ , Isaac ;**  
**SANCHEZ VITORICA , Guillermo y**  
**MUÑOZ BABIANO, Almudena**

54 Título: **Método y sistemas de monitorización en tiempo real del estado del aislamiento de los devanados de generadores eólicos**

57 Resumen:

Métodos y sistemas de monitorización en tiempo real del estado del aislamiento de los devanados de generadores eólicos. Comprenden los pasos de: a) capturar en tiempo real, durante un período temporal predeterminado (tanto en situaciones en las que el generador está sincronizado a la red eléctrica pero aún no está acoplado a la misma como en situaciones en las que el generador está produciendo energía) los valores de una o más variables eléctricas y de vibración del generador; b) obtener en tiempo real la evolución temporal de la vibración y de las componentes inversas de las variables eléctricas a una o más frecuencias predeterminadas; c) identificar un posible fallo del aislamiento del generador cuando la componente inversa de al menos una variable eléctrica y/o una vibración a una de dichas frecuencias predeterminadas supera un umbral absoluto o un umbral de incremento temporal preestablecidos.

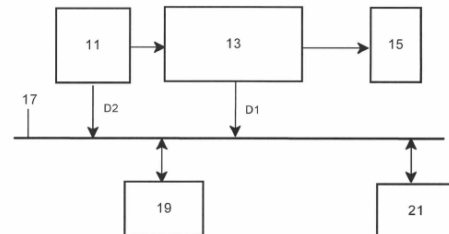


FIG. 4

## DESCRIPCIÓN

### MÉTODOS Y SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN EN TIEMPO REAL DEL ESTADO DEL AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS DE GENERADORES EÓLICOS

#### 5 CAMPO DE LA INVENCIÓN

Esta invención se refiere a aerogeneradores y más en particular a métodos y sistemas de monitorización del aislamiento de los devanados de sus generadores.

10

#### ANTECEDENTES

Con el objetivo de maximizar la producción de energía y evitar paradas no programadas de las centrales productoras de energía eléctrica, existen diferentes técnicas y sistemas de evaluación del estado del aislamiento de su generador. Estos sistemas y/o técnicas utilizan un equipamiento específico de forma que ante fallos incipientes en el aislamiento eléctrico del generador pueda programarse el mantenimiento correctivo adecuado.

Al igual que en otros sectores industriales, en la industria eólica sería conveniente monitorizar el estado del aislamiento de los generadores para evitar las consecuencias negativas que se producen en caso de fallo. En un aerogenerador un fallo del aislamiento del generador hace que sea necesario realizar su sustitución debido a la dificultad que tiene llevar a cabo la reparación in situ. Además, en el caso de energía eólica, los aerogeneradores suelen estar instalados en lugares alejados del entorno industrial por lo que la sustitución del generador conlleva un largo tiempo de reparación que implica una considerable pérdida de energía producida.

Ahora bien, las técnicas utilizadas para la evaluación del estado del aislamiento del generador en otros sectores industriales como, por ejemplo, los generadores eléctricos de centrales térmicas o hidráulicas convencionales no son aplicables a los generadores eólicos. El motivo es que las centrales convencionales están dotadas de un generador de gran potencia, de, por

ejemplo, 50MVA y superiores, mientras que un parque eólico de la misma potencia puede estar formado por varios aerogeneradores con generadores de potencia inferior a 10MVA. Así, para detectar fallos de aislamiento del generador en un parque eólico, habría que instalar en cada uno de los generadores el correspondiente sistema de detección de fallo, incrementando notablemente el coste del sistema.

Dicho en otros términos, aquellos métodos que requieran la utilización de un equipamiento específico para monitorizar el estado de cada generador de manera planificada a lo largo de su vida útil no son rentables en la industria eólica.

Serían pues deseables para la industria eólica métodos y sistemas específicamente orientados a la detección de fallos de aislamiento de generadores eólicos donde no sea necesario incorporar elementos adicionales para dicha labor, así como la integración de dichos sistemas a los aerogeneradores ya existentes de forma que no se incremente el coste de los mismos.

La presente invención está orientada a la atención de estas demandas.

## **SUMARIO DE LA INVENCION**

En un aspecto, la invención proporciona un método de detección de fallos en el aislamiento de un generador de un aerogenerador acoplado a una red eléctrica a través de un convertidor y provisto de medios de medida de variables eléctricas del generador (tensión y corriente en el rotor y el estator) así como de sus vibraciones radial-horizontal y radial-vertical en el lado del acoplamiento y/o en el lado opuesto a él.

El método comprende los siguientes pasos: a) capturar en tiempo real, durante un período temporal predeterminado (tanto en situaciones en las que el generador está sincronizado a la red eléctrica pero aún no está acoplado a la misma como en situaciones en las que el generador está produciendo energía) los valores de una o más variables eléctricas del generador y/o de las vibraciones radial-horizontal y radial-vertical del generador en, al menos, uno de

los dos lados del acoplamiento; b) obtener en tiempo real, la evolución temporal de las componentes inversas de dichas variables eléctricas a una o más frecuencias predeterminadas y/o la evolución temporal de los valores de dichas vibraciones a una o más frecuencias predeterminadas; c) identificar un posible fallo del aislamiento del generador cuando la componente inversa de al menos una variable eléctrica y/o una de dichas vibraciones a una de dichas frecuencias predeterminadas supera un umbral absoluto o un umbral de incremento temporal preestablecidos.

Se contemplan realizaciones del método para distintos tipos de generador (doblemente alimentado, de imanes permanentes y de jaula de ardilla) en las situaciones de acoplamiento a la red mencionadas y se detallan para cada caso las variables relevantes y las frecuencias predeterminadas para cada una de ellas.

En otro aspecto, la invención proporciona un sistema para implementar el método mencionado que comprende un sistema informático conectado al bus de datos del aerogenerador para capturar las medidas de las variables eléctricas (que pueden ser proporcionadas por el convertidor o por un dispositivo separado del mismo) y de las variables de vibración que son proporcionadas por un dispositivo de medida conectado a un conjunto de sensores dispuestos sobre el generador.

Otras características y ventajas de la presente invención se desprenderán de la descripción detallada que sigue en relación con las figuras que se acompañan.

## **BREVE DESCRIPCION DE LAS FIGURAS**

La Figura 1 representa una Transformada Rápida de Fourier conteniendo la secuencia inversa (o negativa) y la directa (o positiva) de la tensión del estator de un generador eólico doblemente alimentado ilustrando con un rombo los casos de fallo y con un círculo los casos sin fallo.

La Figura 2a es un diagrama que muestra la evolución temporal de la componente inversa de la tensión del estator a -50Hz de un generador eólico

doblemente alimentado y la Figura 2b es el mismo diagrama indicando el umbral absoluto y el umbral de incremento temporal utilizados como indicadores de fallo.

5 La Figura 3 es un diagrama que muestra comparativamente las componentes de la vibración de un generador eólico doblemente alimentado ilustrando con un rombo los casos de fallo y con un círculo los casos sin fallo.

La Figura 4 es un diagrama esquemático del sistema de detección de fallos en el aislamiento de un generador eólico según la invención.

10 La Figuras 5 y 6 son diagramas esquemáticos de dos realizaciones del sistema de detección de fallos en el aislamiento de un generador eólico de imanes permanentes según la invención.

La Figura 7 ilustra la posición de sensores de vibración radial-vertical y radial-horizontal dispuestos en un generador eólico en el lado del acoplamiento (por el que sale el eje del generador) y en el lado opuesto al acoplamiento.

15

## **DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION**

La presente invención proporciona métodos y sistemas para detectar el estado del aislamiento de los devanados del generador de un aerogenerador mediante la monitorización online de, por un lado, variables eléctricas y de, por otro lado, su vibración, permitiendo con ello la realización de labores de mantenimiento preventivo que eviten fallos catastróficos en los aislamientos del generador.

25 Se ha constatado en ese sentido que un defecto de aislamiento en el generador produce un desequilibrio en sus tensiones y corrientes en el rotor y en el estator dando lugar a un incremento en la componente inversa de esas variables particularmente en unas frecuencias determinadas.

30 Así, por ejemplo, analizando la secuencia directa e inversa de la tensión del estator de un generador doblemente alimentado (ver Figura 1) se puede apreciar que aparece un fallo cuando la componente inversa de la tensión del estator a -50Hz alcanza un determinado valor.

La monitorización de las variables eléctricas propuesta por la invención implica tres pasos:

5 - Capturar en tiempo real, durante un período temporal predeterminado, las mediciones de los valores de una o más variables eléctricas del generador (que, como veremos más adelante, pueden realizarse en el convertidor mediante el cual se acopla el generador a la red eléctrica o en un dispositivo separado del mismo).

10 - Obtener en tiempo real, a partir de las mediciones de la tensión y/o la corriente en el rotor y/o en el estator, la evolución temporal de las componentes inversas de una o más variables eléctricas a una o más frecuencias predeterminadas en las que se considera que puede haber un fallo en el generador. Siguiendo el supuesto representado en la Figura 1, una vez que se ha identificado que en un generador doblemente alimentado se produce un fallo en la componente inversa de la tensión del estator a -50Hz hay que obtener la evolución temporal de esa variable con el fin de monitorizar la severidad del daño. Así, como se muestra en la Figura 2a, el valor de la componente inversa de la tensión del estator a -50Hz va aumentando en el tiempo en función de la severidad del cortocircuito.

20 - Identificar un posible fallo del aislamiento del generador cuando la componente inversa de, al menos, una variable eléctrica a una determinada frecuencia supera un umbral absoluto o un umbral de incremento temporal preestablecido. Siguiendo con el ejemplo de la Figura 2a y como se ilustra en la Figura 2b se identificaría dicha posibilidad de fallo cuando:

25 a) El umbral absoluto  $U_a$  de la componente inversa de la tensión del estator alcance el valor de 10v.

30 b) El umbral de incremento temporal  $U_{it}$  alcance un determinado valor. Este valor tendría lugar cuando la componente inversa de la tensión del estator alcance el valor de 5v dado que en el intervalo 2.5- 5v la derivada de la función que representa la evolución temporal de la componente inversa de la tensión del estator alcanza valores altos.

También se ha constatado que un desequilibrio de corrientes provocado por un fallo en el aislamiento produce un desequilibrio electromagnético que se

traducirá en vibración del generador a una determinada frecuencia. Así por ejemplo, analizando la evolución de la vibración de un generador doblemente alimentado de 11 kW se observa (ver Figura 3) que hay un incremento de vibración a 100Hz y 200Hz (2 y 4 veces la frecuencia de una red eléctrica de 50Hz) cuando hay un cortocircuito incipiente en el estator.

La monitorización de la vibración propuesta por la invención implica tres pasos similares a la de las variables eléctricas:

- Capturar en tiempo real, durante un período temporal predeterminado, las mediciones de la vibración radial horizontal y de la vibración radial vertical del generador en el lado del acoplamiento a la red eléctrica y en el lado opuesto al mismo (que, como veremos más adelante, se realizan mediante medios de medición de la vibración incorporados al generador). Medios de ese tipo se describen en EP 1 531 376 B1.

- Obtener en tiempo real, a partir de dichas mediciones, la evolución temporal de las vibraciones mencionadas a una o más frecuencias predeterminadas en las que se considera que puede haber un fallo en el generador.

- Identificar un posible fallo del aislamiento del generador cuando al menos una de dichas vibraciones a una determinada frecuencia supera un umbral absoluto o un umbral de incremento temporal preestablecido.

Una vez identificado un posible fallo del aislamiento debido a que una de las variables eléctricas o de vibración anteriormente mencionadas supere alguno de los umbrales mencionados se activarían las medidas correctoras apropiadas.

La monitorización mencionada se realizará tanto en períodos temporales correspondientes a situaciones de bajo viento en los que el generador está sincronizado a la red eléctrica pero no está acoplado a la misma como en períodos de producción de energía.

En el primer caso, el objetivo es verificar el correcto estado del aislamiento antes de acoplarlo a la red eléctrica. De esta forma se evita acoplar el generador a la red eléctrica en caso de pérdida importante del aislamiento y a su vez se minimizan los daños que se producen en el generador en caso de cortocircuito franco. Además se evitará daño o fatiga en otros componentes al

evitar corrientes o pares de cortocircuitos elevados especialmente en generadores doblemente alimentados. La comprobación del estado de aislamiento en la fase de bajo viento es más efectiva ya que tanto eventos transitorios producidos en la red eléctrica como ráfagas inesperadas de viento, puedan provocar medidas erróneas. En este modo, los fallos de aislamiento pueden detectarse en estados más incipientes, debido a que al carecer de eventos transitorios, puede afinarse más el sistema de detección.

En el segundo caso, el objetivo es detectar pérdidas de aislamiento en operación. En ese caso se puede parar el generador y comprobar el estado del aislamiento en el modo anterior.

Siguiendo la Figura 4 puede verse que la monitorización mencionada en un generador 11 de un aerogenerador conectado a una red eléctrica 15 a través de un convertidor 13 se realiza en un sistema informático externo 21 conectado al bus de datos 17 del aerogenerador al que también está conectado su sistema de control 19.

El bus de datos 17 recibe en tiempo real un flujo de datos D1 de las mediciones de las variables eléctricas mencionadas realizadas en el convertidor 13 gracias a los medios de medida disponibles en el mismo y un flujo de datos D2 de las mediciones de las vibraciones mencionadas.

Como se ilustra con más detalle en la Figura 5 el flujo de datos D2 de mediciones de vibraciones se genera en un dispositivo de medida de vibraciones 14 conectado a un conjunto de sensores 12 dispuesto sobre el generador 11. Ese conjunto puede comprender (ver Figura 7) sensores en las posiciones indicadas por las flechas F1 y F3 para medir la vibración radial-vertical y por las flechas F2 y F4 para medir la vibración radial-horizontal en, respectivamente, el lado del acoplamiento y el lado opuesto al acoplamiento del generador 11.

Por su parte, y como se ilustra en la Figura 6, el flujo de datos D1 puede generarse en un dispositivo de medida 16 separado del convertidor 13 y dotado de medios de medida de las variables eléctricas del generador 11.

A partir de los flujos de datos D1 y D2, el software del sistema informático 21 obtendría en tiempo real la evolución temporal de las componentes inversas de las variables eléctricas y de las vibraciones mencionadas a las frecuencias

indicadas. Además, mediante el análisis de la evolución temporal, identificaría un posible fallo del aislamiento del generador 11 cuando el valor de la componente inversa de una variable eléctrica y/o el valor de una de las vibraciones mencionadas del generador 11 superen alguno de los umbrales preestablecidos. Finalmente, ejecutaría las medidas previstas de alarma y aviso adecuadas para que al detectarse un posible fallo de aislamiento se tomen las medidas correctoras oportunas.

El sistema informático 21 puede utilizarse para monitorizar el estado del aislamiento del generador de varios aerogeneradores accediendo a sus buses de datos.

El sistema de la invención es, pues, aplicable a aerogeneradores que tienen medios para suministrar en tiempo real a un sistema informático 21 los valores de las variables mencionadas.

Las variables concretas a monitorizar, que dependen del tipo de generador y del período temporal en el que se realiza la monitorización, comprenden una o más de las siguientes.

A) Generadores doblemente alimentados

a1) La componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica, un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica, un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica.

a2) La componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica (solo cuando el generador está acoplado a la red).

a3) La componente inversa de la tensión del rotor a una o más de las siguientes frecuencias a una determinada velocidad (debe elegirse una velocidad para procesar las mediciones a esa velocidad ya que la frecuencia fundamental del rotor varía con su velocidad de giro): frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental

del rotor; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del rotor.

5 a4) La componente inversa de la corriente del rotor a una o más de las siguientes frecuencias a una determinada velocidad (debe elegirse una velocidad para procesar las mediciones a esa velocidad ya que la frecuencia fundamental del rotor varía con su velocidad de giro): frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{rotor}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{rotor}$  la frecuencia fundamental del rotor.

15 a5) Las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $f_{red} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{red}$  la frecuencia fundamental de la red eléctrica, **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator o del rotor (hay que realizar pues dos cálculos: uno para el estator y otro para el rotor), **p** el número de pares de polos y **s** el deslizamiento del generador (como el deslizamiento del generador varía con la velocidad de giro debe elegirse una velocidad para procesar las mediciones a esa velocidad) .

20 B) Generadores de imanes permanentes

b1) La componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator.

25 b2) La componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator; frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{estator}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator.

b3) Las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $f_{estator} \left[ \pm 1 + \frac{\pm gQ}{p} \right]$ , siendo  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator,  $g$  un número entero,  $Q$  el número de ranuras del estator y  $p$  el número de pares de polos.

En el caso de que el generador de imanes permanentes esté sincronizado a la red eléctrica pero no acoplado a la misma sólo se tomarán en consideración para el cálculo los valores de las variables eléctricas y de vibración a una misma velocidad de giro (es decir el análisis se realizará a isovelocidad). En este supuesto el generador no inyecta potencia activa a la red eléctrica sino que se hace trabajar al generador con potencia reactiva pura.

Cuando el generador está acoplado a la red eléctrica sólo se tomarán en consideración para el cálculo los valores de las variables eléctricas y de vibración a una misma velocidad de giro y a una misma potencia (es decir el análisis se hará a isovelocidad e isopotencia).

#### C) Generadores de jaula de ardilla

c1) La componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator.

c2) La componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator; frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{estator}$ , siendo  $n$  y  $m$  números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator.

c3) Las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $f_{estator} \left[ \pm 1 + \frac{\pm gQ}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator,  $g$  un número entero,  $Q$  el número de ranuras del estator

o del rotor (hay que realizar pues dos cálculos: uno para el estator y otro para el rotor),  $p$  el número de pares de polos y  $s$  el deslizamiento del generador.

5 En el caso de que el generador de jaula de ardilla esté sincronizado a la red eléctrica pero no acoplado a la misma solo se tomarán en consideración para el cálculo los valores de las variables eléctricas y de vibración a una misma velocidad de giro (es decir el análisis se realizará a isovelocidad). En este supuesto el generador no inyecta potencia activa a la red eléctrica sino que se hace trabajar al generador con potencia reactiva pura.

10 Cuando el generador está acoplado a la red eléctrica solo se tomarán en consideración para el cálculo los valores de las variables eléctricas y de vibración a una misma velocidad de giro y a una misma potencia (es decir el análisis se hará a isovelocidad e isopotencia).

15 Aunque la presente invención ha sido descrita en relación con diversas realizaciones, se apreciará a partir de la descripción que se pueden hacer diversas combinaciones de elementos, variaciones o mejoras en ella, y están dentro del alcance de la invención según se define en las reivindicaciones adjuntas.

## REIVINDICACIONES

1. Método de detección de fallos en el aislamiento del generador de un aerogenerador acoplado a una red eléctrica a través de un convertidor, estando el aerogenerador provisto de medios de medida de las variables eléctricas del generador así como de sus vibraciones radial-horizontal y radial-vertical en el lado del acoplamiento y/o en el lado opuesto a él, caracterizado porque comprende los siguientes pasos:

- capturar en tiempo real, durante un período temporal predeterminado, los valores de una o más variables eléctricas del generador y/o de las vibraciones radial-horizontal y/o radial-vertical del generador en, al menos, uno de los dos lados mencionados proporcionados por dichos medios de medida;

- obtener en tiempo real, la evolución temporal de las componentes inversas de dichas variables eléctricas a una o más frecuencias predeterminadas y/o la evolución temporal de los valores de dichas vibraciones a una o más frecuencias predeterminadas;

- identificar un posible fallo del aislamiento del generador cuando la componente inversa de, al menos, una variable eléctrica y/o una de dichas vibraciones a una de dichas frecuencias predeterminadas supera un umbral absoluto o un umbral de incremento temporal preestablecidos.

2. Método según la reivindicación 1, en el que:

- el generador es un generador doblemente alimentado;

- el período temporal en el que se realiza dicha captura de valores es un período en el que el generador está sincronizado a la red eléctrica pero aún no está acoplado a la misma;

- se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica;

b) la componente inversa de la tensión del rotor a una o más de las siguientes frecuencias a una determinada velocidad: frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del rotor;

c) la componente inversa de la corriente del rotor a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{rotor}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{rotor}$  la frecuencia fundamental del rotor;

d) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $f_{red} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{red}$  la frecuencia fundamental de la red eléctrica, **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator o del rotor, **p** el número de pares de polos y **s** el deslizamiento del generador.

3. Método según la reivindicación 1, en el que:

- el generador es un generador doblemente alimentado;
- el período temporal en el que se realiza dicha captura de valores es un período en el que el generador está acoplado a la red eléctrica y generando potencia;

- se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica;

b) la componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica;

5 c) la componente inversa de la tensión del rotor a una o más de las siguientes frecuencias a una determinada velocidad: frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del rotor;

10 d) la componente inversa de la corriente del rotor a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{rotor}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{rotor}$  la frecuencia fundamental del rotor;

15 e) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $f_{red} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{red}$  la frecuencia fundamental de la red eléctrica, **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator o del rotor del generador, **p** el número de pares de polos y **s** el deslizamiento del generador.

25 4. Método según la reivindicación 1, en el que:

- el generador es un generador de imanes permanentes;

- tomando en consideración los valores de las variables mencionadas a una misma velocidad de giro cuando en el período temporal mencionado el generador está sincronizado a la red eléctrica pero aún no está acoplado a la misma y los valores de las variables mencionadas a una misma velocidad de giro y una misma potencia cuando el generador está acoplado a la red eléctrica,

30

se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

5 a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator;

10 b) la componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator; frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{estator}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor (13) y  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator;

15 c) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $f_{estator} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} \right]$ , siendo  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator, **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator, **p** el número de pares de polos.

20 5. Método según la reivindicación 1, en el que:

- el generador es un generador de jaula de ardilla;

25 - tomando en consideración los valores de las variables mencionadas a una misma velocidad de giro cuando en el período temporal mencionado el generador está sincronizado a la red eléctrica pero aún no está acoplado a la misma y los valores de las variables mencionadas a una misma velocidad de giro y una misma potencia cuando el generador está acoplado a la red eléctrica, se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

30 a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator;

b) la componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator; 5 frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{estator}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator;

c) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias 10 definidas por la fórmula  $f_{estator} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator, **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator o del rotor del generador, **p** el número de pares de polos y **s** el deslizamiento del generador.

15 6. Sistema de detección de fallos en el aislamiento del generador (11) de un aerogenerador acoplado a una red eléctrica (15) a través de un convertidor (13), estando el aerogenerador provisto de medios de medida de las variables eléctricas del generador (11) y de sus vibraciones radial-horizontal y radial-vertical en el lado del acoplamiento y/o en el lado opuesto a él, así como de un 20 sistema de control (19) y un bus de datos (17), caracterizado porque comprende un sistema informático (21) conectado al bus de datos (17) con un software adaptado para:

- capturar en tiempo real, durante un período temporal predeterminado, los valores de una o más variables eléctricas del generador (11) y/o los valores 25 de las vibraciones radial-horizontal y radial-vertical del generador (11) en al menos uno de los dos lados mencionados proporcionados por dichos dispositivos de medida;

- obtener en tiempo real, la evolución temporal de las componentes 30 inversas de dichas variables eléctricas a una o más frecuencias predeterminadas y/o la evolución temporal de los valores de dichas vibraciones a una o más frecuencias predeterminadas;

- identificar un posible fallo del aislamiento del generador (11) cuando la componente inversa de al menos una variable eléctrica y/o una de dichas vibraciones a una de dichas frecuencias predeterminadas supera un umbral absoluto o un umbral de incremento temporal preestablecidos.

5

7. Sistema según la reivindicación 6 en el que los medios de medida de las variables eléctricas del generador (11) están integrados en el convertidor (13).

10

8. Sistema según la reivindicación 6 en el que los medios de medida de las variables eléctricas del generador (11) están dispuestos en un dispositivo de medida (16) separado del convertidor (13) y conectado con el bus de datos (17).

9. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 6-8, en el que:

15

- el generador (11) es un generador doblemente alimentado;

- el período temporal en el que se realiza dicha captura de valores es un período en el que el generador (11) está sincronizado a la red eléctrica (15) pero aún no está acoplado a la misma;

20

- se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica (15);

25

b) la componente inversa de la tensión del rotor a una o más de las siguientes frecuencias a una determinada velocidad: frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del rotor;

30

c) la componente inversa de la corriente del rotor a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia

fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica (15); frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{rotor}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{rotor}$  la frecuencia fundamental del rotor;

d) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica (15); frecuencias definidas por la fórmula  $f_{red} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{red}$  la frecuencia fundamental de la red eléctrica (15), **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator o del rotor, **p** el número de pares de polos y **s** el deslizamiento del generador (11).

10. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 6-8, en el que:

- el generador (11) es un generador doblemente alimentado;

- el período temporal en el que se realiza dicha captura de valores es un período en el que el generador (11) está acoplado a la red eléctrica y generando potencia;

- se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica (15);

b) la componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica (15);

c) la componente inversa de la tensión del rotor a una o más de las siguientes frecuencias a una determinada velocidad: frecuencia fundamental del rotor; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental

del rotor; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del rotor;

d) la componente inversa de la corriente del rotor a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del rotor a una determinada velocidad; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia de la red eléctrica (15); un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia de la red eléctrica (15); frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{rotor}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor y  $f_{rotor}$  la frecuencia fundamental del rotor;

e) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias definidas por la fórmula  $f_{red} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{red}$  la frecuencia fundamental de la red eléctrica (15), **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator o del rotor del generador, **p** el número de pares de polos y **s** el deslizamiento del generador (11).

11. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 6-8, en el que:

- el generador (11) es un generador de imanes permanentes;  
 - tomando en consideración los valores de las variables mencionadas a una misma velocidad de giro cuando en el período temporal mencionado el generador (11) está sincronizado a la red eléctrica (15) pero aún no está acoplado a la misma y los valores de las variables mencionadas a una misma velocidad de giro y una misma potencia cuando el generador (11) está acoplado a la red eléctrica (15), se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator;

b) la componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator; 5 frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{estator}$ , siendo **n** y **m** números enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor (13) y  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator;

c) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica (15); 10 frecuencias definidas por la fórmula  $f_{estator} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} \right]$ , siendo  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator, **g** un número entero, **Q** el número de ranuras del estator, **p** el número de pares de polos.

12. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 6-8, en el que:

15 - el generador (11) es un generador de jaula de ardilla;  
 - tomando en consideración los valores de las variables mencionadas a una misma velocidad de giro cuando en el período temporal mencionado el generador (11) está sincronizado a la red eléctrica (15) pero aún no está acoplado a la misma y los valores de las variables mencionadas a una misma 20 velocidad de giro y una misma potencia cuando el generador (11) está acoplado a la red eléctrica (15) se obtiene en tiempo real la evolución temporal de una o más de las siguientes variables:

a) la componente inversa de la tensión del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de 25 la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator;

b) la componente inversa de la corriente del estator a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencia fundamental del estator; un múltiplo entero de la componente inversa de la frecuencia fundamental del estator; un múltiplo 30 entero de la componente directa de la frecuencia fundamental del estator; frecuencias definidas por la fórmula  $\pm n f_{sw} \pm m f_{estator}$ , siendo **n** y **m** números

enteros,  $f_{sw}$  la frecuencia de conmutación del convertidor (13) y  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator;

- c) las vibraciones mencionadas a una o más de las siguientes frecuencias: frecuencias múltiplo de la frecuencia de la red eléctrica; frecuencias
- 5 definidas por la fórmula  $f_{estator} \left[ \pm 1 + \frac{\pm g Q}{p} (1 - s) \right]$ , siendo  $f_{estator}$  la frecuencia fundamental del estator,  $g$  un número entero,  $Q$  el número de ranuras del estator o del rotor del generador (11),  $p$  el número de pares de polos y  $s$  el deslizamiento del generador (11).

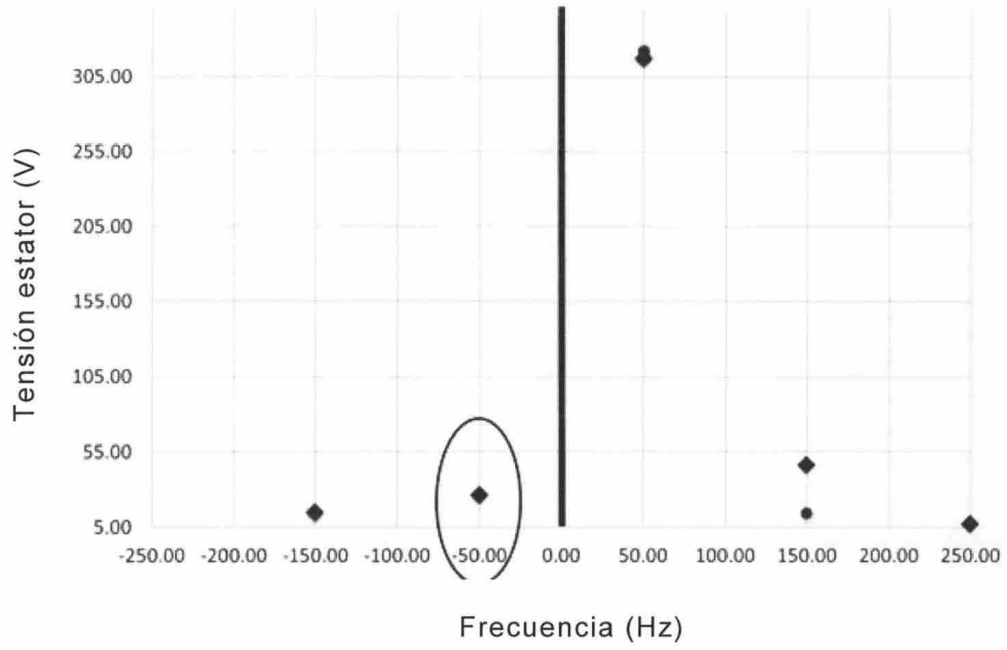


FIG. 1

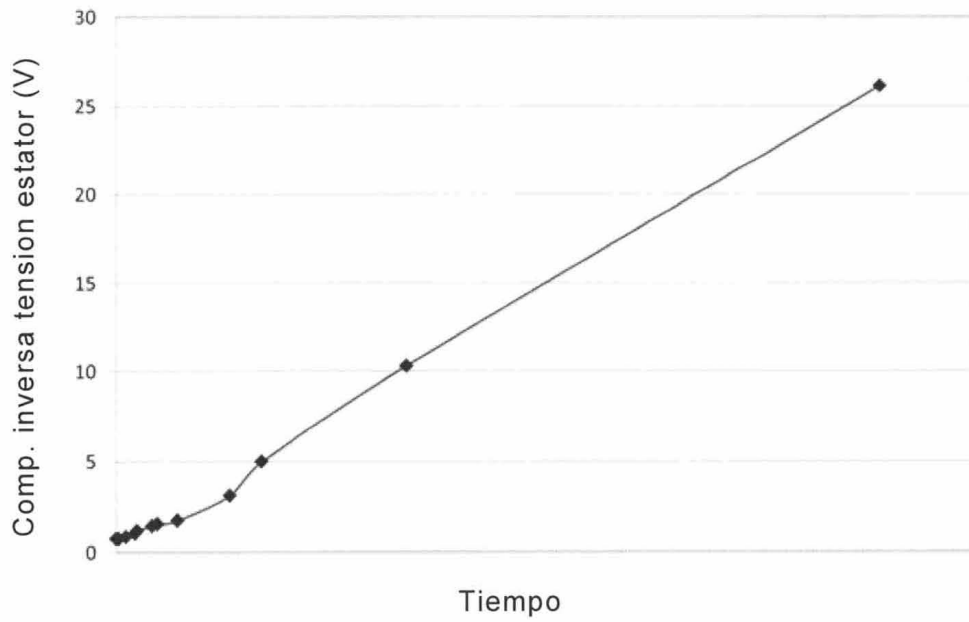


FIG. 2a

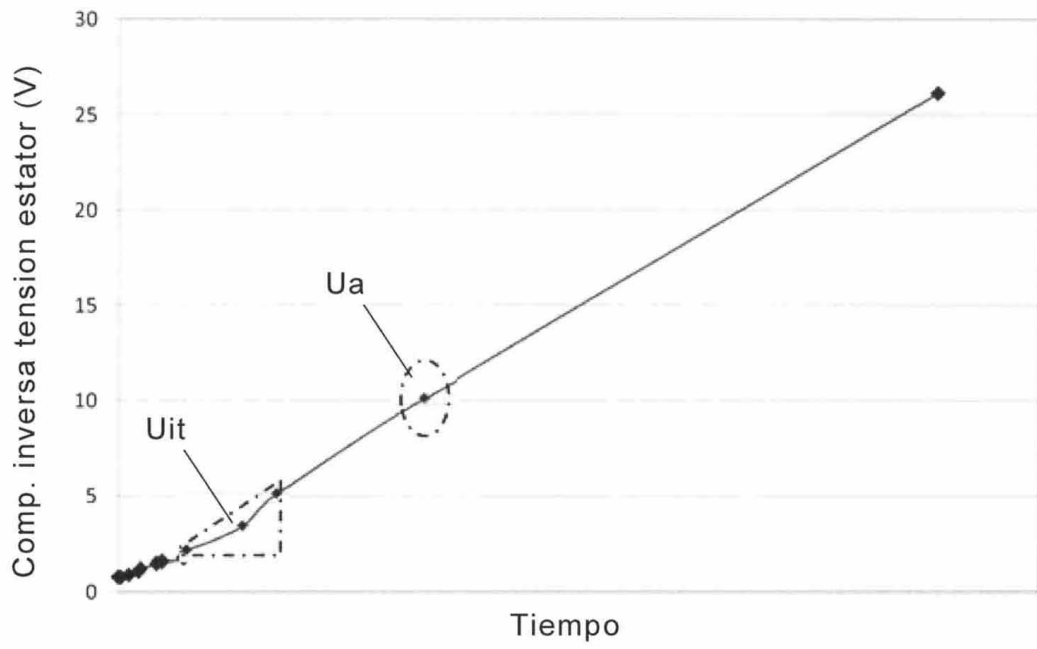


FIG. 2b

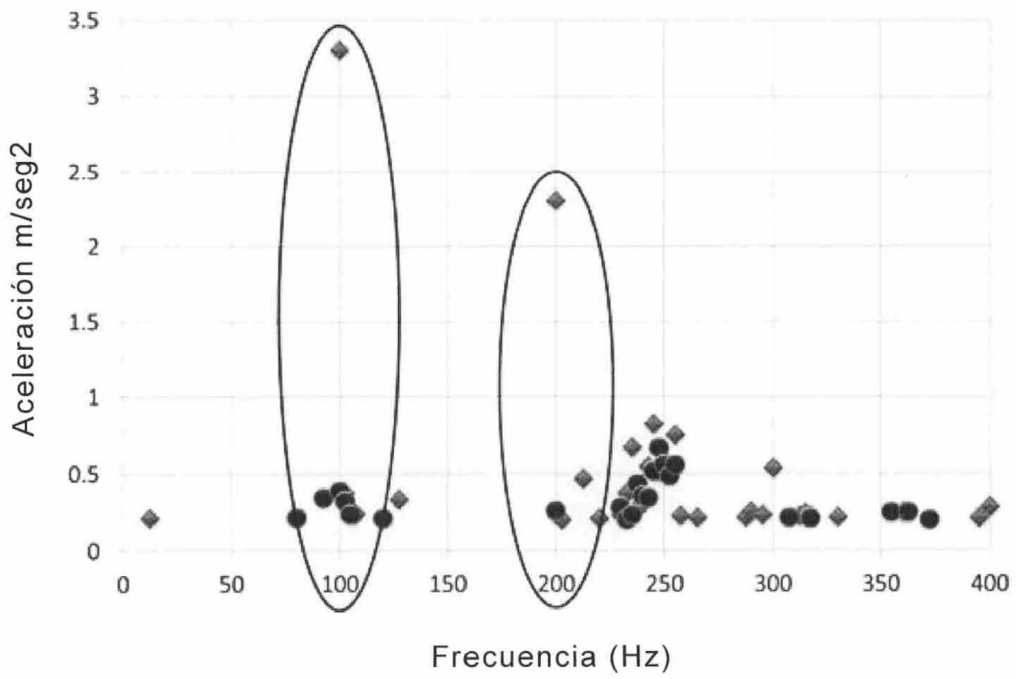


FIG. 3

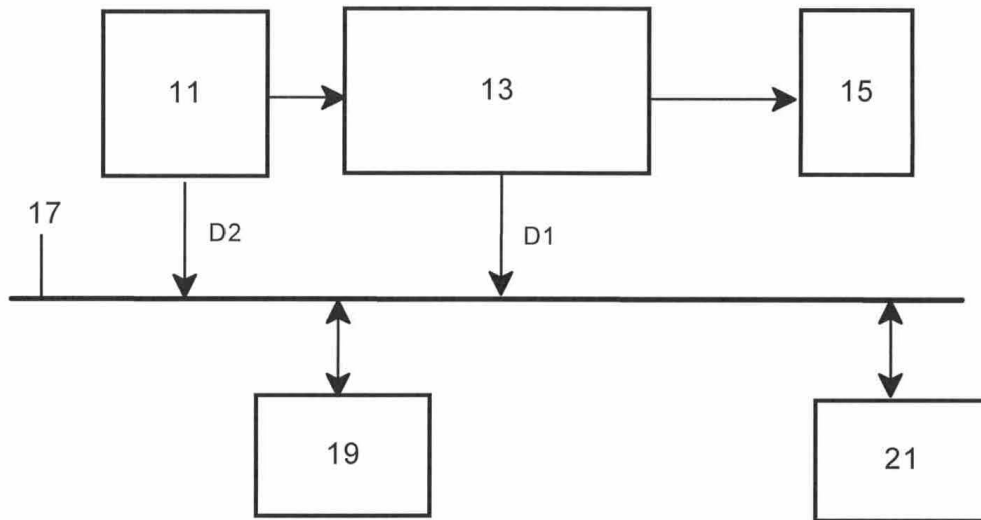


FIG. 4

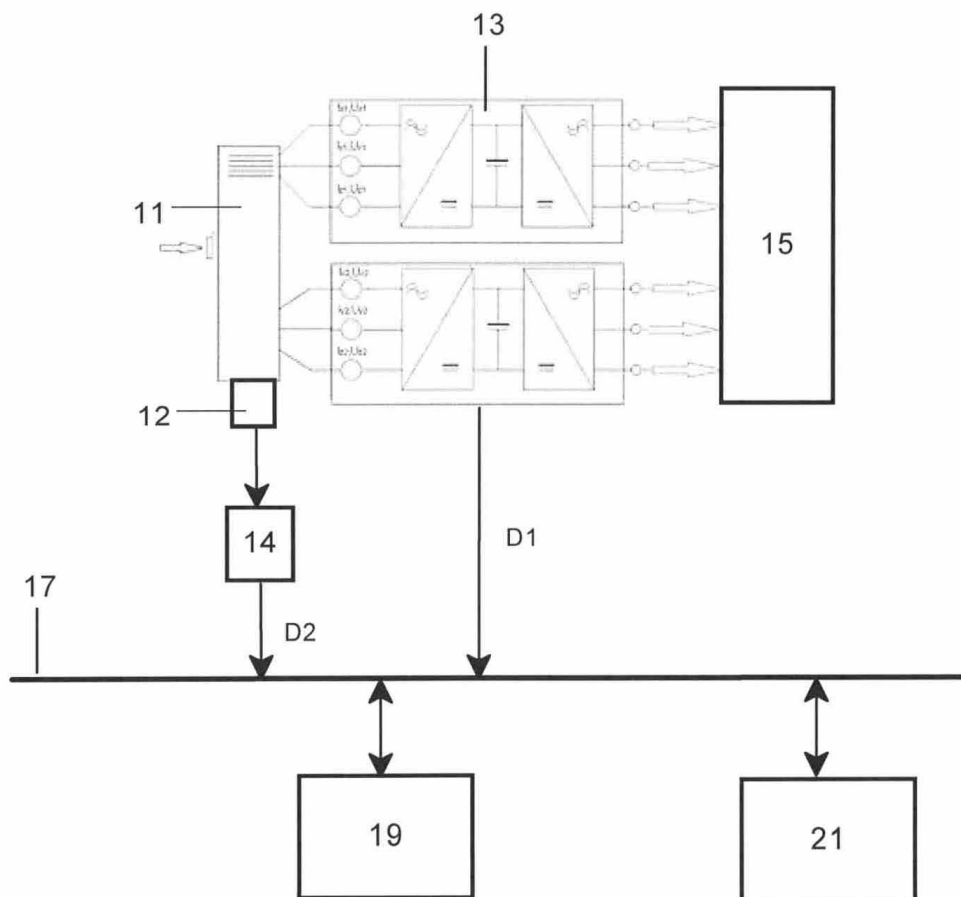


FIG. 5

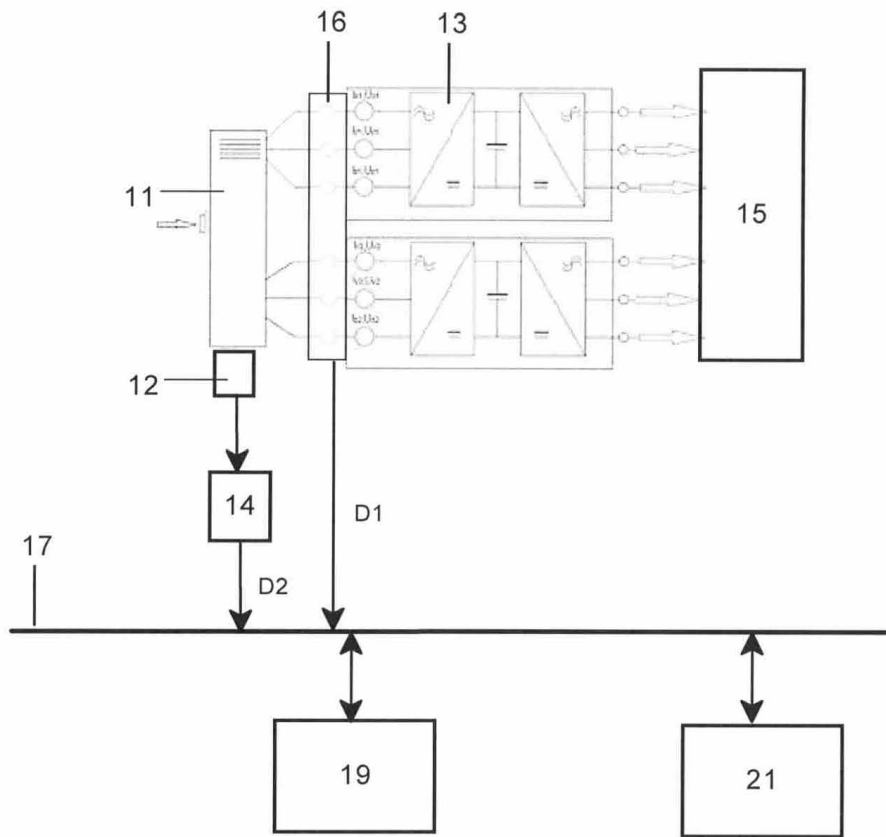


FIG. 6

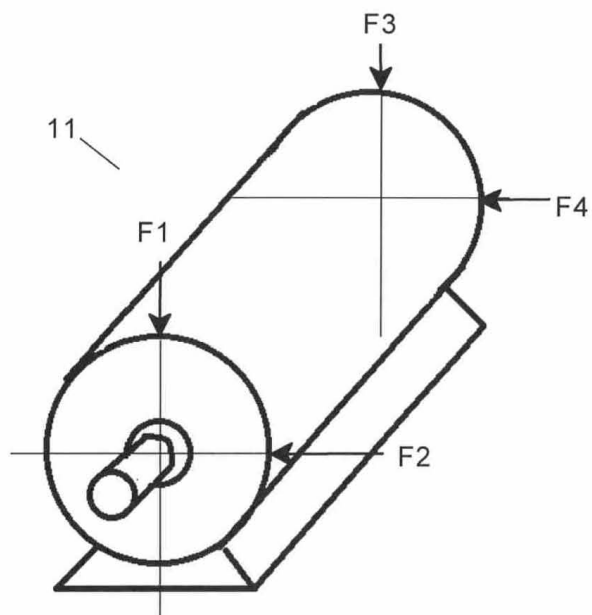


FIG. 7



- ②1 N.º solicitud: 201500845  
②2 Fecha de presentación de la solicitud: 26.11.2015  
③2 Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TÉCNICA

⑤1 Int. Cl.: **F03D7/04** (2006.01)  
**G05B23/02** (2006.01)

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	⑤6 Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
X	US 2010082276 A1 (BECKER EDWIN) 01/04/2010, Resumen de la base de datos WPI. Recuperado de EPOQUE.	1,6-8
A	E.Muljadi et al. UNDERSTANDING THE UNBALANCED-VOLTAGE PROBLEM IN WIND TURBINE GENERATION.. 06.08.2002 [en línea][Recuperado el 27.03.2017]. Recuperado de Internet <URL: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/801678/">http://ieeexplore.ieee.org/document/801678/</a> >, <DOI: 10.1109/IAS.1999.801678 >	1
A	US 5963884 A (BILLINGTON RALPH D et al.) 05/10/1999, Resumen de la base de datos WPI. Recuperado de EPOQUE.	1-12
A	ES 2294959 A1 (GAMESA EOLICA S A SOC UNIPERSO GAMESA INNOVATION & TECH SL) 01/04/2008, Todo el documento.	1-12

Categoría de los documentos citados

X: de particular relevancia

Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la  
misma categoría

A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita

P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación  
de la solicitud

E: documento anterior, pero publicado después de la fecha  
de presentación de la solicitud

**El presente informe ha sido realizado**

para todas las reivindicaciones

para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe  
29.03.2017

Examinador  
R. Molinera de Diego

Página  
1/4

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

G05B

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC

Fecha de Realización de la Opinión Escrita: 29.03.2017

**Declaración**

<b>Novedad (Art. 6.1 LP 11/1986)</b>	Reivindicaciones 1-12	<b>SI</b>
	Reivindicaciones	<b>NO</b>
<b>Actividad inventiva (Art. 8.1 LP11/1986)</b>	Reivindicaciones 2-5,9-12	<b>SI</b>
	Reivindicaciones 1,6-8	<b>NO</b>

Se considera que la solicitud cumple con el requisito de aplicación industrial. Este requisito fue evaluado durante la fase de examen formal y técnico de la solicitud (Artículo 31.2 Ley 11/1986).

**Base de la Opinión.-**

La presente opinión se ha realizado sobre la base de la solicitud de patente tal y como se publica.

**1. Documentos considerados.-**

A continuación se relacionan los documentos pertenecientes al estado de la técnica tomados en consideración para la realización de esta opinión.

Documento	Número Publicación o Identificación	Fecha Publicación
D01	US 2010082276 A1 (BECKER EDWIN)	01.04.2010
D02	E.Muljadi et al. UNDERSTANDING THE UNBALANCED-VOLTAGE PROBLEM IN WIND TURBINE GENERATION.. [en línea][Recuperado el 27.03.2017]. Recuperado de Internet <URL: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/801678/">http://ieeexplore.ieee.org/document/801678/</a> >, <DOI: 10.1109/IAS.1999.801678 >	06.08.2002
D03	US 5963884 A (BILLINGTON RALPH D et al.)	05.10.1999
D04	ES 2294959 A1 (GAMESA EOLICA S A SOC UNIPERSONAL GAMESA INNOVATION & TECH SL)	01.04.2008

**2. Declaración motivada según los artículos 29.6 y 29.7 del Reglamento de ejecución de la Ley 11/1986, de 20 de marzo, de Patentes sobre la novedad y la actividad inventiva; citas y explicaciones en apoyo de esta declaración**

De todos los documentos recuperados del estado de la técnica se considera que el documento D1 es el más próximo a la solicitud que se analiza. A continuación se comparan las reivindicaciones de la solicitud con este documento.

**Primera reivindicación**

El documento D1 muestra método de detección de fallos en el aislamiento del generador de un aerogenerador acoplado a una red eléctrica a través de un convertidor, estando el aerogenerador provisto de medios de medida de las variables eléctricas del generador así como de sus vibraciones radial  horizontal y radial-vertical en el lado del acoplamiento y/o en el lado opuesto a él, además comprende los siguientes pasos:

-capturar en tiempo real, durante un periodo temporal predeterminado, los valores de las vibraciones radial-horizontal y/o radial-vertical del generador en al menos , uno de los dos lados mencionados proporcionados por dichos medios de medida.

-obtener en tiempo real, la evolución temporal de los valores de dichas vibraciones a una frecuencia determinada

La primera reivindicación presenta por tanto la siguiente diferencia con respecto al documento D1:

En el documento D1 no se divulga explícitamente el identificar un posible fallo del aislamiento del generador cuando una de dichas vibraciones a una de dichas frecuencias predeterminadas supera un umbral absoluto predeterminado.

No obstante, el relacionar las vibraciones con un problema de aislamiento no parece que implique actividad inventiva, véase por ejemplo el documento D2 en el que relaciona las vibraciones con pérdida de aislamiento.

Por tanto, la primera reivindicación no parece que implique actividad inventiva conforme al Artículo 8 de la Ley Española de Patentes, Ley 11/1986 del 20 de Marzo

**Segunda reivindicación**

El documento D1 no divulga entre otras características, que se calcule la componente inversa de la tensión del estator. Las diferencias que presenta esta reivindicación con el documento D1 no parecen evidentes para un experto en la materia que partiera del documento D1 en la fecha en la que la solicitud se presentó. Tampoco se han encontrado dichas características en otro documento próximo a D1. Por lo tanto, la segunda reivindicación presentaría novedad y actividad inventiva conforme a los Artículos 6 y 8 de la Ley Española de Patentes, Ley 11/1986 del 20 de Marzo.

**Reivindicaciones tercera hasta la quinta :**

El documento D1 no divulga las características técnicas presentadas en estas reivindicaciones y no parece que sean diferencias evidentes para un experto en la materia.

Por tanto, estas reivindicaciones parece que presentarían novedad y actividad inventiva también.

**Reivindicación sexta :**

Esta reivindicación recoge el sistema para llevar a cabo las etapas de la reivindicación primera, la diferencia es esencialmente la misma que para la primera reivindicación, por tanto tampoco parece que implique actividad inventiva.

**Reivindicaciones séptima y octava:**

El hecho de que los medios de medida de variables eléctricas del generador estén integrados en el convertidor o estén dispuestos en un dispositivo de medida separado del convertidor, son simplemente variantes constructivas que dependiendo de las circunstancias el experto en la materia seleccionaría, debido a que las ventajas que se derivan de una u otra opción se prevén fácilmente.

Por tanto, parece que estas reivindicaciones no implican actividad inventiva.

**Reivindicaciones desde la novena hasta la décimo segunda:**

Estas reivindicaciones recogen el sistema para llevar a cabo las etapas de las reivindicaciones segunda, tercera, cuarta, y quinta. Las diferencias con respecto a D1 son esencialmente las mismas que las que presentan dichas reivindicaciones, y por lo tanto, estas reivindicaciones también presentarían novedad y actividad inventiva.