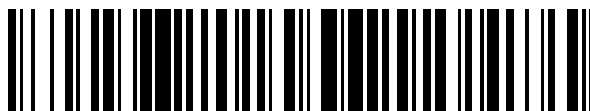


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 549 936**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 11/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **31.10.2011 E 11779335 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.07.2015 EP 2635806**

54 Título: **Sistema y método para identificar la probabilidad de un impacto en torre en el que una pala de rotor impacta en la torre de una turbina eólica**

30 Prioridad:

02.11.2010 US 409272 P
02.11.2010 GB 201018502

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

03.11.2015

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

OLESEN, IB SVEND y
GLAVIND, LARS

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 549 936 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

Sistema y método para identificar la probabilidad de un impacto en torre en el que una pala de rotor impacta en la torre de una turbina eólica

5 La invención se refiere a turbinas eólicas y en particular a un sistema y método para identificar la probabilidad de un impacto en torre.

10 El peligro de que una pala de rotor de turbina eólica impacte en una torre de turbina eólica, denominado a menudo como impacto en torre, ha sido desde hace tiempo de gran importancia para la industria de las turbinas eólicas. A medida que las palas de rotor han aumentado en longitud y se han hecho más flexibles, también ha aumentado el riesgo de un impacto en torre. Las palas de rotor de turbinas eólicas de la actualidad pueden extenderse más de 60 metros. Un impacto en torre puede provocar un daño grave en un rotor de turbina eólica, o incluso destruirlo.

Existen muchos sistemas que intentan identificar la probabilidad de un impacto en torre de modo que, si un impacto en torre se considera probable, pueda adoptarse una medida evasiva para evitar el peligro, por ejemplo ajustando el paso de las palas para reducir la carga sobre las palas y así la cantidad de desviación o la flexión de las palas. En un caso extremo, la turbina eólica puede desconectarse hasta que haya pasado el peligro.

15 Un modo común de identificar la probabilidad de un impacto en torre es medir la flexión o desviación de las palas de rotor y usar estas mediciones para estimar la distancia o separación entre las palas de rotor y la torre. Si se determina que la distancia entre las palas de rotor y la torre disminuirá por debajo de un valor mínimo predeterminado, debe adoptarse una medida evasiva para reducir la carga sobre las palas. Un método de este tipo se describe en el documento US 2006/0000269. En este sistema, la desviación de una pala de rotor se mide proporcionando una barra o larguero del cual un extremo se acopla a la pala de rotor hacia el extremo de raíz. La desviación de un extremo libre en el buje se mide mediante un sensor.

20

25 Un método alternativo es medir la distancia física entre las palas y la torre. Por ejemplo, tal como se describe en el documento US 2010/084864, puede proporcionarse un sistema láser sobre la torre, la punta de la pala o el buje, que mide directamente la distancia entre las palas y la torre. Un problema con tales soluciones ópticas es que los sistemas son susceptibles de fallar. Las turbinas eólicas se erigen a menudo en entornos hostiles e inaccesibles en los que están expuestas a condiciones de lluvia, suciedad y heladas que pueden dañar los sistemas.

La reparación o sustitución de los sistemas puede ser muy difícil y llevar mucho tiempo. Si la turbina eólica ha de desconectarse hasta que se repare el sistema, el fallo puede resultar muy costoso.

El documento US 2004/057828 describe un sistema de control de desviación de palas de turbinas eólicas.

30 El objetivo de la presente invención es proporcionar un sistema y método mejorados para identificar la probabilidad de un impacto en torre.

35 Según la invención se proporciona una turbina eólica que comprende al menos una pala de rotor y una torre, un dispositivo para detectar la flexión de la pala de rotor, un dispositivo para detectar la flexión de la torre, y un procesador para determinar, usando la flexión de pala y de torre detectadas, si la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

40 Al usar la flexión de la pala y la flexión de la torre detectadas para determinar si la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado, la invención permite identificar la probabilidad de un impacto en torre de manera más precisa que los sistemas que sólo tienen en cuenta la flexión de las palas. Tales sistemas conocidos suponen que la torre es relativamente rígida y por tanto estacionaria. Sin embargo, el inventor ha apreciado que éste no es siempre el caso. Dado que la presente invención permite identificar la probabilidad de un impacto en torre de manera más precisa, el valor mínimo predeterminado puede elegirse para que incorpore un margen de seguridad más pequeño que el de esos sistemas conocidos. Por tanto, ventajosamente, la turbina eólica puede hacerse funcionar más cerca de la salida de potencia máxima durante más tiempo.

45 Además, las torres de turbinas eólicas son estructuras muy grandes, generalmente metálicas, a menudo de más de 100 m de longitud. A medida que las torres de turbinas eólicas se han hecho más altas, también han pasado a ser más flexibles. Desde hace tiempo se desea en la industria de las turbinas eólicas reducir la cantidad de metal usado en la torre. Reducir la cantidad de metal haría la turbina eólica más ligera, y por tanto más fácil de transportar, así como más barata. Sin embargo, un factor de prohibición ha sido que reducir la cantidad de metal en la torre, y de ese modo hacer la torre más flexible, aumentaría el riesgo de un impacto en torre. Al usar la flexión detectada de la torre así como de la pala para determinar si la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado, la invención permite fabricar la torre con menos metal, y por tanto más flexible, sin poner en riesgo la seguridad.

50

55 Los sistemas conocidos que miden la distancia física entre las palas y la torre tienen en cuenta de manera inherente la flexión de la torre así como la flexión de las palas. Sin embargo, además del problema identificado anteriormente, un problema con tales sistemas es que sólo obtienen la distancia instantánea entre las palas y la torre y por tanto no

proporcionan un gran aviso de un impacto en torre. Para ser eficaces, el peligro ha de identificarse con antelación para dar tiempo a una medida evasiva. Ajustar el paso de pala, por ejemplo, puede tardar medio segundo. En contraposición, el sistema de la presente invención permite predecir la probabilidad de un impacto en torre con la suficiente antelación para permitir la adopción de una medida evasiva.

- 5 En una realización preferida de la invención, los dispositivos para detectar la flexión de la pala de rotor y de la torre comprenden un sensor dispuesto en la pala y en la torre para emitir una señal indicativa de la flexión de pala y de torre; y un analizador configurado para determinar una medición de la flexión de pala y de torre basándose en la señal.

10 Preferiblemente el sensor para emitir una señal indicativa de la flexión de pala está dispuesto para medir la flexión en la región de la punta de pala. Esto resulta particularmente ventajoso ya que debido a la flexibilidad de las puntas de palas de rotor de turbinas eólicas, la punta de una pala es normalmente, aunque no siempre, la parte de la pala que es más probable que impacte en la torre primero. Éste también es normalmente el caso incluso en diseños de turbinas eólicas en los que las palas forman un ángulo que se aleja de la torre.

15 El sensor para emitir una señal indicativa de la flexión de torre puede montarse sobre o incrustarse en la torre. En una realización preferida de la invención, el sensor dispuesto en la torre comprende un sensor de red de difracción de periodo largo (LPG, *Long Period Grating*), que puede comprender una fibra óptica que comprende una red de difracción óptica. Tales sensores, a diferencia de los sensores de red de difracción de periodo corto tales como sensores de red de difracción de Bragg en fibra (FBG, *Fibre Bragg Grating*), pueden permitir medir la curvatura directamente en vez de medir la deformación relativa o la deformación absoluta. Por tanto, la forma exacta de la torre, y por tanto la curvatura de la torre, pueden medirse con relativamente pocos elementos de detección. En esta realización, el dispositivo para detectar la flexión de la torre puede comprender además un dispositivo emisor de luz dispuesto para introducir una señal luminosa en la fibra óptica del sensor de red de difracción de periodo largo y un dispositivo captador de luz dispuesto para recibir la señal luminosa que ha pasado a través de la fibra óptica del sensor de red de difracción de periodo largo.

25 En una realización preferida, el sensor de red de difracción de periodo largo comprende una fibra óptica que tiene una pluralidad de redes de difracción ópticas. La fibra óptica puede tener al menos dos redes de difracción ópticas dispuestas para medir la curvatura de la torre en direcciones perpendiculares. Ventajosamente, en esta realización, un sensor LPG puede disponerse en un lado de la torre para medir la flexión de la torre en más de una dimensión y por tanto permitir obtener una imagen en 3D de la flexión de la torre. Esto resulta particularmente ventajoso en turbinas eólicas en las que la góndola puede rotar alrededor del eje longitudinal de la torre de manera que la ubicación relativa de las palas y la torre cambia. En una realización alternativa, una pluralidad de sensores para emitir una señal indicativa de la flexión de torre pueden estar distribuidos alrededor de al menos una parte de la circunferencia de la torre. Esta realización también permite medir la flexión de la torre en más de una dirección.

30 Preferiblemente, cuando la turbina eólica comprende una góndola dispuesta para hacer rotar la al menos una pala de rotor alrededor del eje longitudinal de la torre, el procesador usa una determinación de la flexión de torre en la dirección en la que estará la pala de rotor cuando pasa por la torre para determinar si la distancia entre la pala de rotor y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

35 En una realización adicional preferida, una pluralidad de sensores para emitir una señal indicativa de la flexión de torre están distribuidos a lo largo de la torre. Esto permite medir la curvatura de la torre por una longitud de la torre, lo que resulta particularmente ventajoso para torres más flexibles. En condiciones de viento extremas en particular, la flexión de la torre puede no ser uniforme a lo largo de la longitud de la torre.

40 Preferiblemente, cuando la turbina eólica comprende una góndola dispuesta para hacer rotar la al menos una pala de rotor con respecto al eje longitudinal de la torre, el procesador usa el conocimiento de la rotación de la pala de rotor a la hora de determinar si la distancia entre la pala de rotor y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

45 Preferiblemente la turbina eólica comprende además un controlador para ajustar una variable de la turbina eólica para reducir la carga sobre la pala de rotor cuando el procesador determina que la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado. La variable puede ser el paso de las palas de rotor.

50 La invención también consiste en una central eléctrica de turbinas eólicas, que comprende una pluralidad de turbinas eólicas que tienen una torre y al menos una pala de rotor, en la que al menos una de las turbinas eólicas es una turbina eólica tal como se definió anteriormente, y un controlador para enviar una señal para ajustar una variable de al menos una de la pluralidad de turbinas eólicas para reducir la carga sobre la pala de rotor de la turbina eólica cuando el procesador determina que la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

55 La invención también consiste en un método para hacer funcionar una turbina eólica tal como se definió anteriormente, que comprende detectar la flexión de la pala de rotor de turbina eólica usando el dispositivo definido anteriormente, detectar la flexión de la torre de turbina eólica usando el dispositivo definido anteriormente, y determinar, usando la flexión de pala y de torre detectadas, si la distancia entre la pala y la torre estará por debajo

de un valor mínimo predeterminado.

A continuación se describirán realizaciones de la invención, únicamente a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos en los que:

la figura 1 es una ilustración esquemática de una turbina eólica; y

5 la figura 2 es un diagrama esquemático de una realización de la invención.

La turbina eólica 1 de la figura 1 comprende en general una góndola 3 montada para su rotación sobre una torre 2. Un rotor 4, que comprende una pluralidad de palas de rotor 5 y un buje 6, está montado en la góndola. Un generador (no mostrado) está alojado dentro de la góndola 3 y tiene un árbol de rotor que se extiende desde la parte delantera de la góndola y que se hace girar por la rotación de las palas de rotor 5 para generar energía eléctrica.

10 La figura 2 ilustra un dibujo esquemático de un sistema para identificar la probabilidad de que una pala de rotor de turbina eólica 5 impacte en la torre 2 que implementa la invención. El sistema comprende un dispositivo 7 para detectar la flexión de una pala de rotor de turbina eólica 5 y un dispositivo 8 para detectar la flexión de la torre 2. Por lo que respecta a este ejemplo, en el que la turbina eólica 1 comprende una pluralidad de palas de rotor 5, preferiblemente se proporcionan una pluralidad de dispositivos 7 cada uno para detectar la flexión de una de las
15 palas de rotor 5.

Se conocen, y a los expertos en la técnica se les ocurrirán, muchos modos para detectar la flexión de palas de rotor de turbinas eólicas 5 y de torres 2. En particular se conoce una amplia variedad de dispositivos para detectar la flexión de palas de rotor de turbinas eólicas 5. Estos incluyen sensores para medir la deformación relativa o la desviación, tales como galgas extensiométricas y sensores ópticos, además de dispositivos mecánicos tales como el
20 descrito en el documento US 2006/0000269 comentado anteriormente y muchos más. Como ejemplo adicional, en un sistema conocido puede montarse una cámara en una pala de rotor de turbina eólica 5 o en otra estructura próxima a la pala 5 para capturar el movimiento de la pala 5. Existen muchos más modos para detectar la flexión de palas de rotor de turbinas eólicas 5 y de torres 2.

En esta realización los dispositivos 7, 8 comprenden cada uno un sensor para emitir una señal indicativa de la flexión de pala 5 o de torre 2 y un analizador configurado para determinar una medición de la flexión de pala 5 o de torre 2 basándose en la señal. Los sensores pueden montarse en el interior o el exterior de la pala 5 o la torre 2, incrustarse o integrarse en las palas 5 o la torre 2 o estar previstos dentro de o próximos a la pala 5 o la torre 2. Cuando los sensores están incrustados o integrados en las palas 5 o la torre 2, normalmente esto se realiza durante la fabricación del componente. El analizador puede estar previsto en las proximidades del sensor o a distancia del
30 sensor. En una realización el analizador puede estar previsto en el buje 6 de la turbina eólica 1. El sensor y el analizador pueden conectarse mediante hilos, fibras o cables. Alternativamente el sensor y el analizador pueden conectarse de manera inalámbrica.

Preferiblemente el sensor para emitir una señal indicativa de la flexión de pala está dispuesto para medir la flexión al menos en la región de la punta de pala. Esto resulta particularmente ventajoso ya que debido a la flexibilidad de las
35 puntas de palas de rotor de turbinas eólicas 5, la punta de una pala 5 es normalmente la parte de la pala 5 que es más probable que impacte en la torre primero. En una realización alternativa preferida, el sensor está dispuesto para medir la flexión al menos en la región de la raíz de pala. La raíz de pala normalmente experimenta la mayor fuerza de flexión, y por tanto pueden usarse mediciones de la flexión en la región de la raíz de la pala para proporcionar una indicación relativamente buena de la cantidad de flexión a lo largo del resto de la pala 5. Por tanto, pueden usarse mediciones de la flexión en la región de la raíz de la pala para determinar la flexión en la punta y otras
40 regiones de la pala 5. Sin embargo, más preferiblemente el sensor está dispuesto para medir la flexión de la pala 5 a lo largo de la longitud de la pala 5. El sensor puede comprender una pluralidad de sensores. En la actualidad se prefieren sensores de fibra óptica para medir la flexión de las palas ya que, dado que las fibras ópticas están hechas de vidrio, no son eléctricamente conductoras y por tanto no atraen impactos de rayo. Sin embargo, tal como se comentó anteriormente, pueden usarse muchos otros tipos de sensor.

En una realización preferida de la invención se usan sensores de red de difracción de periodo largo (LPG) para medir la flexión de la torre 2. En esta realización también pueden usarse sensores LPG para medir la flexión de las palas de rotor 5 o puede usarse un dispositivo diferente para medir la flexión de las palas 5.

Los sensores LPG son una tecnología conocida que ofrece posibilidades diferentes a las de otros sensores de fibra óptica conocidos, tales como sensores de red de difracción de Bragg en fibra (FBG). Los sensores LPG pueden permitir medir la curvatura directamente, mientras que otros sensores de fibra óptica miden la deformación relativa o la deformación absoluta. Por tanto, usando sensores LPG, puede medirse la forma exacta de la torre 20, y por tanto la flexión de la torre 2, con relativamente pocos elementos de detección.

55 Generalmente los sensores de fibra óptica comprenden una red de difracción óptica formada en una fibra óptica. Muchos sensores de fibra óptica tienen una red de difracción de periodo corto tal como los sensores FBG. Cuando el sensor se deforma, la separación de la red de difracción cambia, lo que provoca un cambio detectable en la longitud de onda de la luz reflejada de vuelta por la red de difracción.

Los sensores LPG generalmente tienen una red de difracción con un periodo que es mucho mayor que la longitud de onda de la fuente de luz en funcionamiento. Por tanto, en contraposición a los sensores FBG, generalmente los sensores LPG no producen luz reflejada sino que sirven como absorbedores espectralmente selectivos. Normalmente la red de difracción acopla la luz que viaja en un modo guiado a un modo no guiado o de revestimiento. La luz acoplada en estos modos no guiados interactúa con defectos superficiales en la fibra óptica y se atenúa rápidamente, lo que da como resultado una pérdida de resonancia en el espectro de transmisión, a partir de la cual puede calcularse la curvatura.

En esta realización uno o más sensores LPG pueden montarse sobre o integrarse en la torre 2. La parte de la fibra óptica que tiene la red de difracción óptica está unida a la región de la torre 2 en la que ha de medirse la curvatura. Está unida de tal modo que la curvatura experimentada por la torre 2 se transmite a la fibra y a la red de difracción.

En una configuración se proporciona un dispositivo emisor de luz, tal como un sensor LED, láser, halógeno o de haluros metálicos, para introducir una señal luminosa en la fibra óptica del sensor LPG desde una fuente de luz adecuada, y se proporciona un dispositivo de medición de captación de luz, tal como un fotosensor para recibir la luz que ha pasado a lo largo de la fibra y a través de la red de difracción óptica. El dispositivo emisor de luz está conectado a la fibra óptica del sensor LPG por un extremo y el dispositivo de medición de captación de luz está conectado a la fibra óptica del sensor LPG por el otro extremo. El dispositivo emisor de luz y el dispositivo de medición de captación de luz pueden estar previstos en el buje 6 de la turbina eólica y conectados al sensor LPG mediante una fibra óptica que discurre a lo largo de la torre 2. La fibra óptica puede estar incrustada en la torre 2. Alternativamente el dispositivo emisor de luz y el dispositivo captador de luz pueden estar previstos en una ubicación diferente pero preferiblemente están ubicados en las proximidades de la torre 2 para minimizar la longitud de fibra óptica requerida.

Un analizador detecta la pérdida de resonancia en el espectro de transmisión de la señal luminosa captada y emite una señal a partir de la cual puede determinarse una medición de la flexión de la torre 2. El analizador comprende una memoria para almacenar la medición de la flexión de la torre 2. El dispositivo de medición de captación de luz y el analizador pueden formar parte de una unidad o ser unidades independientes. El analizador también puede comprender unidades independientes, por ejemplo una unidad para detectar pérdida de resonancia en el espectro de transmisión y emitir una señal y una segunda para determinar la flexión de la torre 2 a partir de la señal. Cuando las unidades son independientes, las unidades pueden conectarse mediante cables o hilos. Alternativamente las unidades pueden acoplarse de manera inalámbrica entre sí.

En una realización preferida, una pluralidad de sensores LPG están distribuidos a lo largo de la torre 2 lo que significa que la flexión de la torre 2 puede medirse a diferentes alturas de la torre. En este caso la parte de cada una de las fibras ópticas que tiene la red de difracción óptica está unida a una región respectiva de una pluralidad de regiones distribuidas a lo largo de la torre 2. Esto es deseable ya que, particularmente en condiciones de viento extremas, no se puede suponer que la flexión de la torre 2 sea igual por toda la extensión vertical de la torre 2.

Preferiblemente se dispone al menos un sensor en una región de la torre 2 en la que se esperaría que la punta de pala impactara en la torre 2 en el caso de una flexión de pala extrema. Sin embargo, más preferiblemente, también se disponen sensores más arriba de la torre donde la pala puede golpear la torre en el caso de una flexión de torre extrema.

En una realización particularmente preferida de la invención, se disponen uno o más sensores LPG en la torre 2 de manera que puede obtenerse una imagen en 3D de la torre. Esto es importante ya que las torres de turbinas eólicas pueden tener una forma curvada a modo de "S". La parte superior de un rotor de torre de turbina eólica 4 generalmente experimenta una mayor carga que la parte inferior del rotor 4 ya que la fuerza ejercida por el viento es mayor en la parte superior del rotor 4 que en la parte inferior. Esto produce una fuerza de flexión. Si se produce una racha de viento, la torre 2 puede forzarse hacia atrás en la parte inferior de la torre 2 pero no en la parte superior. Como en muchas turbinas eólicas, la góndola 3 puede hacerse rotar alrededor del eje longitudinal de la torre 2 para girar las palas 5 hasta orientarlas hacia o apartarlas del viento de modo que la ubicación relativa de las palas 5 y la torre 2 puede cambiar. Por tanto, en tales turbinas eólicas 1, obtener al menos una imagen en 3D parcial de la flexión de torre es particularmente deseable ya que garantiza que siempre puede determinarse la flexión de la torre en la dirección relevante, la dirección de las palas 5.

Un modo de medir la flexión de la torre 2 en más de una dirección es disponer un único sensor LPG en un lado de la torre 2 que comprende una pluralidad de redes de difracción ópticas o elementos de detección dispuestos para medir la flexión de la torre 2 en direcciones perpendiculares. Por ejemplo un elemento de detección puede detectar la curvatura en la dirección x indicada en la figura 1 y uno en la dirección y. La dirección x e y se encuentran en un plano sustancialmente horizontal. La dirección x es sustancialmente paralela a la superficie de la torre 2 a la que está unida el sensor y la dirección y se extiende a través de la torre. Evidentemente, a medida que la torre 2 se curva, la orientación del sensor puede cambiar de manera que la dirección x e y pueden no ser perfectamente horizontales. A partir de mediciones de la flexión de torre en estas dos direcciones, puede determinarse la flexión de la torre 2 a lo largo del plano sustancialmente horizontal. Un modo alternativo es disponer una pluralidad de sensores LPG, u otros sensores, en diferentes lados de la torre 2 para medir la flexión de la torre 2 en diferentes direcciones. En este caso al menos dos sensores de flexión de torre están distribuidos alrededor de al menos una

parte de la circunferencia de la torre 2. En una realización preferida, se disponen tres o más, por ejemplo cinco, sensores alrededor de al menos una parte de la torre. Pueden procesarse conjuntamente las mediciones procedentes de estos sensores para determinar un promedio de la flexión de torre a partir del cual pueden derivarse la dirección y amplitud de la flexión de torre global.

- 5 Obtener la imagen en 3D de la torre puede revelar una inclinación no deseada o involuntaria de la góndola 3 provocada por la flexión de la torre 2. Dicho de otro modo, cualquier inclinación involuntaria de la góndola 3 puede determinarse o calcularse basándose en las mediciones de la flexión de torre realizadas por los sensores dispuestos en la torre 2. Esta determinación puede usarse a la hora de determinar la distancia entre la torre 2 y la pala 5. Alternativa o adicionalmente, puede proporcionarse un sensor, por ejemplo un giroscopio, sobre o en la góndola 3 para detectar directamente cualquier inclinación involuntaria de la góndola y de ese modo la flexión de la torre 2.

10 Haciendo referencia de nuevo a la figura 2, el sistema para identificar la probabilidad de que una pala de rotor de turbina eólica 5 impacte en la torre 2 comprende además un procesador 9 para determinar, usando la flexión de pala y de torre detectadas, si la distancia entre la pala 5 y la torre 2 estará por debajo de un valor mínimo predeterminado. Este procesador 9 puede estar ubicado dentro de un control central en el buje 6 de la turbina eólica 1 o alternativamente puede estar a distancia de la turbina eólica 1, por ejemplo en un control de parque eólico central. El procesador 9 puede estar conectado a los dispositivos 7, 8 para medir la flexión de pala y de torre mediante hilos o cables. Alternativamente el procesador 9 puede estar conectado de manera inalámbrica a los dispositivos 7, 8. El procesador puede comprender una memoria para almacenar las mediciones de la flexión de torre.

- 15 En la realización descrita, el procesador 9 puede determinar si la distancia entre la pala 5 y la torre 7 estará por debajo de un valor mínimo predeterminado calculando la distancia que habría entre la pala 5 y la torre 7 cuando la pala pasa por la torre y comparando esa distancia con el valor mínimo predeterminado. Esto puede realizarse directamente o usando las mediciones de la flexión de pala y de torre para calcular un cambio en la distancia entre la pala 5 y torre 2 y restando o sumando ese cambio a una distancia determinada previamente entre la pala 5 y la torre 2. Alternativamente, el procesador puede determinar si la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado comparando la flexión de pala y de torre detectadas con una tabla de consulta.

20 Preferiblemente, la tendencia de la flexión de torre también se tiene en cuenta a la hora de determinar si la distancia entre la pala y la torre disminuirá por debajo de a valor mínimo predeterminado. Las mediciones de la flexión de torre pueden almacenarse en el procesador y pueden usarse para predecir un movimiento de la torre. Por ejemplo, en una realización, el procesador puede usar una pluralidad de mediciones anteriores de la flexión de torre a la hora de determinar si la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

25 En muchas turbinas eólicas, la góndola 3, por medio del árbol principal, puede estar inclinada para formar un ángulo que aparte las palas 5 de la torre, por ejemplo para reducir la probabilidad de un impacto en torre, y en una realización preferida el procesador 9 usa el conocimiento de la rotación de la pala de rotor 5 con respecto al eje longitudinal de la torre 2, o dicho de otro modo la inclinación de la góndola 3, a la hora de determinar si la distancia entre la pala de rotor 5 y la torre 2 estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

30 En la realización preferida en la que la góndola 3 está dispuesta para hacer rotar la al menos una pala de rotor 5 alrededor del eje longitudinal de la torre 2, el procesador usa las mediciones de la flexión de torre para determinar la flexión de torre en la dirección de la pala de rotor 5 y usa esa determinación para determinar si la distancia entre la pala de rotor 5 y la torre 2 estará por debajo de un valor mínimo predeterminado. El procesador también puede usar las mediciones de la flexión de pala para determinar la flexión de pala en la dirección de la torre 2 y usar esa determinación para determinar si la distancia entre la pala de rotor 5 y la torre 2 estará por debajo de un valor mínimo predeterminado. La dirección de las palas con respecto a la torre puede determinarse basándose en mediciones procedentes de un sensor que indica la orientación de la góndola. Un sensor de este tipo puede adoptar una variedad de formas. Por lo general, un sensor de este tipo detecta la posición de guiñada de la góndola, detectando el movimiento de guiñada de la góndola en relación con una posición de guiñada predeterminada, Alternativamente, un sensor de este tipo puede detectar la orientación de la góndola a través de un GPS u otra técnica de posicionamiento por radio.

35 Por tanto, en la realización descrita, la probabilidad de que una pala de rotor de turbina eólica 5 impacte en una torre 2 puede identificarse en primer lugar detectando la flexión de una o más de las palas de rotor de turbinas eólicas 5 y detectando la flexión de la torre 2. Preferiblemente, la flexión de las palas 5 y de la torre 2 se detectan simultáneamente. Sin embargo, se apreciará que esto no es esencial, particularmente cuando se tiene en cuenta la tendencia de la flexión de torre. Y a continuación, usando la flexión de pala 5 y de torre 2 detectadas para determinar si la distancia entre la pala 5 y la torre 2 estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

40 Si se determina que la distancia está por debajo de un valor mínimo predeterminado, un impacto en torre puede considerarse probable y debe adoptarse una medida para intentar evitar un impacto. Puede usarse un controlador para ajustar una variable de la turbina eólica 1 para reducir la carga sobre las palas de rotor 5. En un ejemplo el controlador ajusta el paso de las palas de rotor 5. Alternativa o adicionalmente el controlador puede usarse para variar la velocidad del rotor, o ajustar cualquier otra variable de la turbina eólica que pueda cambiar la carga sobre

las palas 5. En un caso extremo el controlador puede apagar la turbina eólica.

5 Este control lo puede realizar un controlador a bordo o un controlador de central eléctrica eólica que puede controlar una pluralidad de turbinas eólicas 1. Un controlador de este tipo recibe entradas desde las turbinas 1 que controla y emite órdenes, por ejemplo que dan instrucciones de un cambio en un parámetro para reducir la carga de pala. Por tanto, cuando una de las turbinas 1 detecta una probabilidad de un impacto en torre se lo indica al controlador que a su vez envía una orden, o bien sólo a ese controlador o bien a algunas de o a todas las turbinas que controla, para cambiar un parámetro tal como ángulo de paso de pala o velocidad del rotor para reducir la carga sobre las palas 5 y así aumentar la distancia entre pala 5 y torre 2. El controlador de central eléctrica eólica puede estar en un ordenador central del parque. Alternativamente, un controlador a bordo puede estar configurado para enviar una señal directamente a algunas de o a todas las turbinas en la central para reducir la carga sobre las palas 5 cuando detecta una probabilidad de un impacto en torre.

10 Por tanto, usando la detección de tanto la flexión de las palas 5 como la flexión de la torre 2, la presente invención permite evaluar el riesgo de un impacto en torre de manera más precisa. Por tanto, el valor mínimo por debajo del cual se envía una señal al controlador, dicho de otro modo el margen de seguridad al que se hace funcionar la turbina eólica 1, puede hacerse más pequeño y por tanto la turbina eólica 1 puede hacerse funcionar más cerca de la potencia óptima durante más tiempo. El valor mínimo puede fijarse teniendo en cuenta el movimiento de flexión de la torre 2 detectado a lo largo del tiempo. Además, el sistema puede usarse con torres más ligeras y más flexibles sin poner en riesgo la seguridad.

15 Aunque los sensores de red de difracción de periodo largo (LPG) son el sensor preferido para medir la flexión de la torre 2 en particular, se apreciará que pueden usarse otros sensores. Existen, y se les ocurrirán a los expertos en la técnica, muchos sensores adecuados para medir la flexión de palas de rotor de turbinas eólicas 5 y de torres 2. La invención no está limitada a sensores LPG y se define únicamente por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Turbina eólica que comprende:
al menos una pala de rotor (5) y una torre (2);
un dispositivo (7) para detectar la flexión de la pala de rotor (5); caracterizada por:
5 un dispositivo (8) para detectar la flexión de la torre (2); y
un procesador (9) para determinar, usando la flexión de pala y de torre detectadas, si la distancia entre la pala (5) y la torre (2) estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
2. Turbina eólica según la reivindicación 1, en la que el dispositivo (7) para detectar la flexión de la pala de rotor (5) comprende un sensor dispuesto en la pala para emitir una señal indicativa de la flexión de pala; y un analizador configurado para determinar una medición de la flexión de pala basándose en la señal.
- 10 3. Turbina eólica según la reivindicación 2, en la que el sensor está dispuesto para medir la flexión de la pala (5) al menos en la región de la punta de pala.
4. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que el dispositivo (8) para detectar la flexión de la torre (2) comprende un sensor dispuesto en la torre (2) para emitir una señal indicativa de la flexión de torre; y un analizador configurado para determinar una medición de la flexión de torre basándose en la señal.
- 15 5. Turbina eólica según la reivindicación 4, en la que el sensor está montado sobre o incrustado en la torre (2).
6. Turbina eólica según las reivindicaciones 4 ó 5, en la que el sensor comprende una fibra óptica que tiene una red de difracción óptica.
- 20 7. Turbina eólica según la reivindicación 6, en la que el sensor comprende un sensor de red de difracción de periodo largo.
8. Turbina eólica según la reivindicación 7, en la que el dispositivo (8) para detectar la flexión de la torre (2) comprende además un dispositivo emisor de luz dispuesto para introducir una señal luminosa en la fibra óptica del sensor de red de difracción de periodo largo y un dispositivo captador de luz dispuesto para recibir la señal luminosa que ha pasado a través de la fibra óptica del sensor de red de difracción de periodo largo.
- 25 9. Turbina eólica según las reivindicaciones 7 u 8, en la que el sensor de red de difracción de periodo largo comprende una fibra óptica que tiene una pluralidad de redes de difracción ópticas.
10. Turbina eólica según la reivindicación 9, en la que la fibra óptica tiene dos redes de difracción ópticas dispuestas para medir la curvatura de la torre en direcciones perpendiculares.
- 30 11. Turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones 4 a 10, que comprende una pluralidad de sensores cada uno para emitir una señal indicativa de la flexión de torre; estando configurado el analizador para determinar una medición de la flexión de torre basándose en las señales.
12. Turbina eólica según la reivindicación 11, en la que al menos dos de los sensores están distribuidos a lo largo de la torre (2).
- 35 13. Turbina eólica según las reivindicaciones 11 ó 12, en la que al menos dos de los sensores están distribuidos alrededor de al menos una parte de la circunferencia de la torre (2).
14. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la turbina eólica (1) comprende una góndola (3) y el procesador (9) está configurado para determinar la inclinación de la góndola (3) basándose en la flexión detectada de la torre (2), en la que el procesador (9) usa la inclinación determinada de la góndola a la hora de determinar si la distancia entre la pala (5) y la torre (2) estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
- 40 15. Turbina eólica según las reivindicaciones 10 ó 13, en la que la turbina eólica (1) comprende una góndola (3) dispuesta para hacer rotar la al menos una pala de rotor (5) alrededor del eje longitudinal de la torre; y el procesador (9) usa una determinación de la flexión de torre en la dirección en la que estará la pala de rotor cuando pasa por la torre para determinar si la distancia entre la pala de rotor y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
- 45 16. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la turbina eólica (1) comprende además una góndola (3) dispuesta para hacer rotar la al menos una pala de rotor con respecto al eje longitudinal de la torre; y el procesador (9) usa el conocimiento de la rotación de la pala de rotor a la hora de determinar si
- 50

la distancia entre la pala de rotor y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.

17. Turbina eólica según la reivindicación 16 que comprende además un sensor para detectar la orientación de la góndola, usando el procesador una señal indicativa de la orientación de la góndola en dicha determinación de distancia.
- 5 18. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, que comprende un controlador para ajustar una variable de la turbina eólica para reducir la carga sobre la pala de rotor cuando el procesador determina que la distancia entre la pala (5) y la torre (2) estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
19. Turbina eólica según la reivindicación 18, en la que la variable es el paso de la pala de rotor.
- 10 20. Central eléctrica de turbinas eólicas, que comprende una pluralidad de turbinas eólicas (1) que tienen una torre (2) y al menos una pala de rotor (5), en la que al menos una de las turbinas eólicas es una turbina eólica (1) según cualquier reivindicación anterior; y un controlador para enviar una señal para ajustar una variable de al menos una de la pluralidad de turbinas eólicas para reducir la carga sobre la pala de rotor de la turbina eólica cuando el procesador (9) determina que la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
- 15 21. Método para hacer funcionar la turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, que comprende:
 detectar la flexión de la pala de rotor usando el dispositivo (7);
 detectar la flexión de la torre usando el dispositivo (8); y
 determinar, usando la flexión de pala y de torre detectadas, si la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
- 20 22. Método según la reivindicación 21, en el que la turbina eólica comprende una góndola (3) dispuesta para hacer rotar la al menos una pala de rotor (5) alrededor del eje longitudinal de la torre (2); y la etapa de determinar si la distancia entre la pala (5) y la torre (2) estará por debajo de un valor mínimo predeterminado comprende usar una determinación de la flexión de torre en la dirección en la que estará la pala de rotor cuando pasa por la torre.
- 25 23. Método según las reivindicaciones 21 ó 22, en el que la turbina eólica comprende además una góndola (3) dispuesta para hacer rotar la al menos una pala de rotor (5) con respecto al eje longitudinal de la torre; y la etapa de determinar si la distancia entre la pala (5) y la torre (2) estará por debajo de un valor mínimo predeterminado comprende usar el conocimiento de la rotación de la pala de rotor.
- 30 24. Método según cualquiera de las reivindicaciones 21 a 23, que comprende además hacer funcionar un controlador para ajustar una variable de la turbina eólica para reducir la carga sobre la pala de rotor cuando el método según las reivindicaciones 20 a 22 determina que la distancia entre la pala (5) y la torre (2) estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
25. Método según la reivindicación 24, en el que la variable es el paso de las palas de rotor.
- 35 26. Método para hacer funcionar una central eléctrica de turbinas eólicas que comprende una pluralidad de turbinas eólicas que tienen una torre y al menos una pala de rotor, en el que al menos una de las turbinas eólicas es una turbina eólica (1) según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo el método hacer funcionar un controlador para enviar una señal para ajustar una variable de al menos una de la pluralidad de turbinas eólicas para reducir la carga sobre la pala de rotor de la turbina eólica cuando el método según las reivindicaciones 21 a 25 determina que la distancia entre la pala y la torre estará por debajo de un valor mínimo predeterminado.
- 40

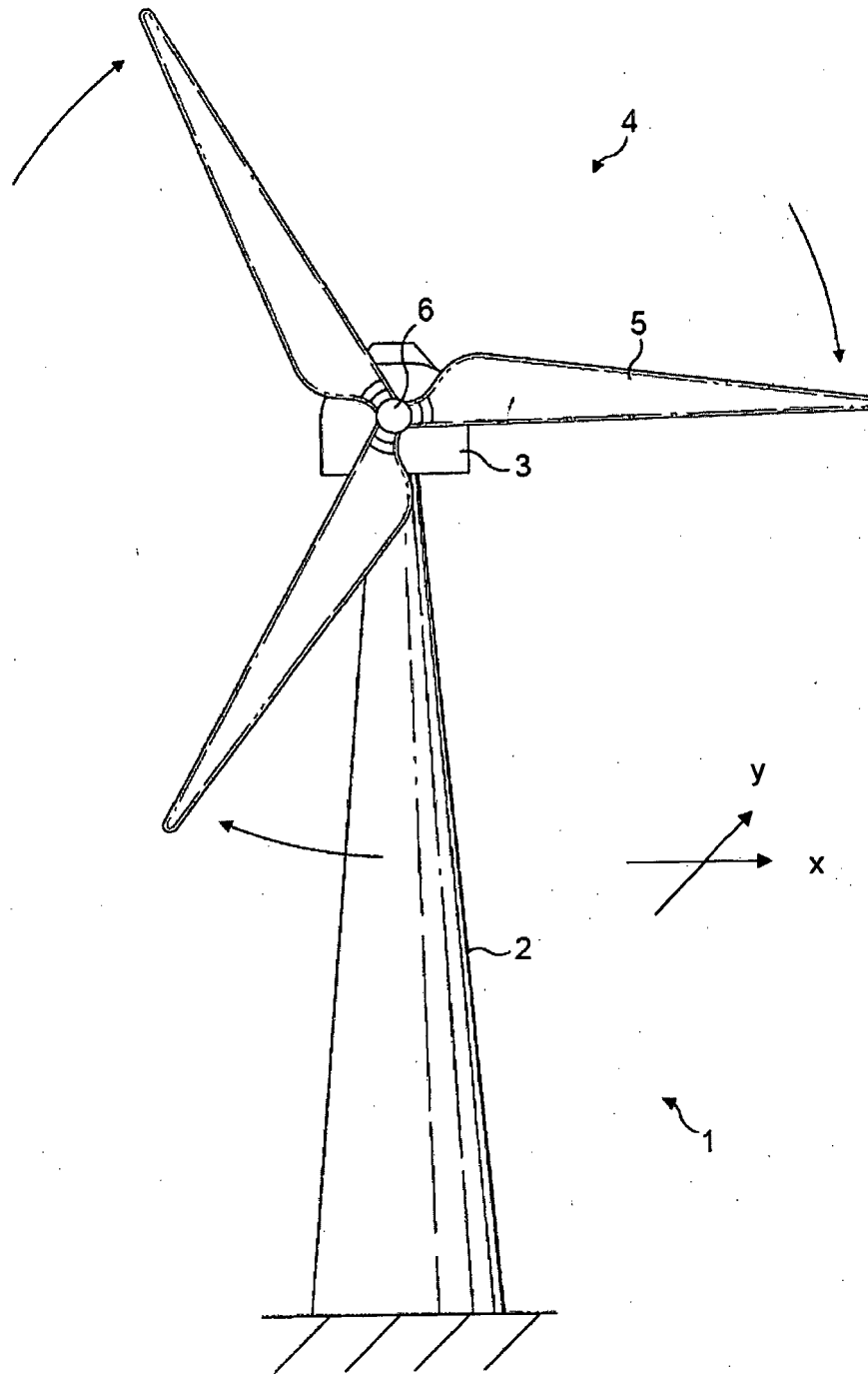


FIG. 1

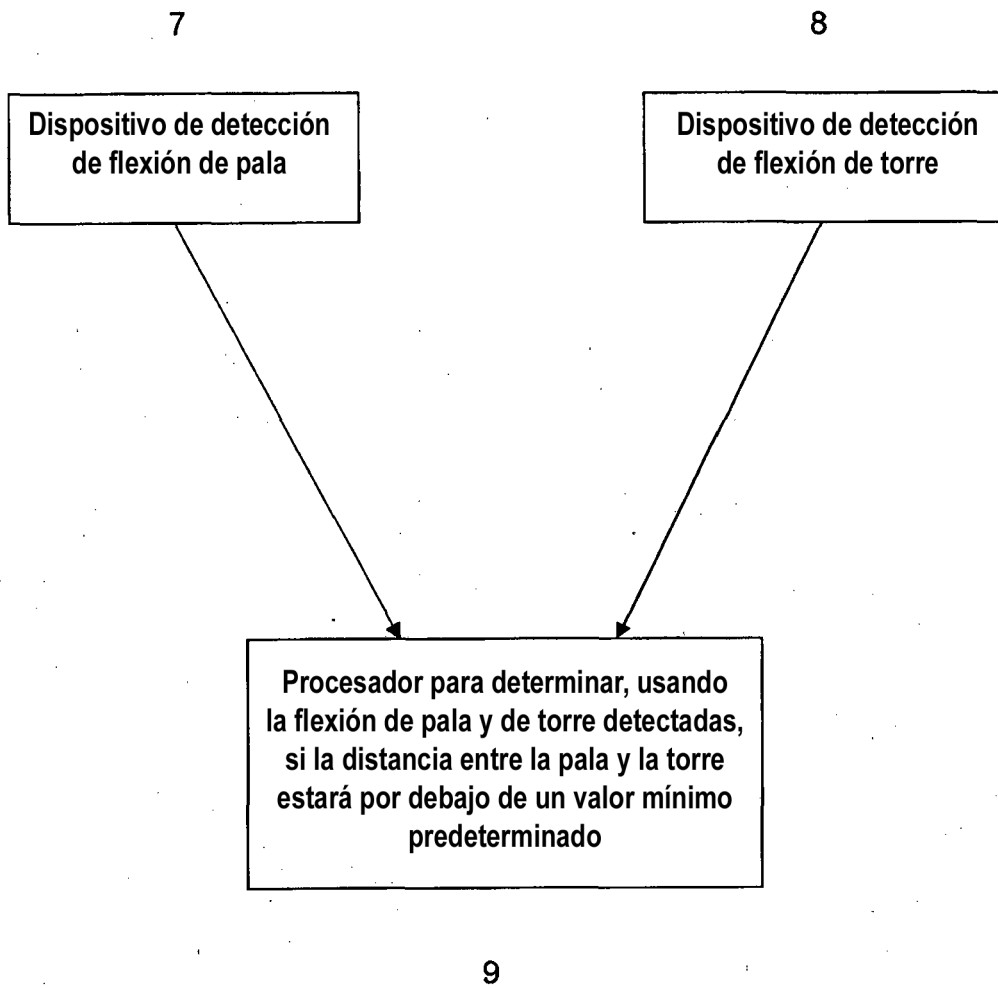


FIG.2