

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 461 856**

51 Int. Cl.:

F03D 11/00 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

G01M 5/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.12.2005 E 05257848 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **02.04.2014 EP 1674724**

54 Título: **Procedimientos y aparatos para la medición y la evaluación de las cargas de fatiga de una turbina eólica**

30 Prioridad:
23.12.2004 US 20470

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
21.05.2014

73 Titular/es:
**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:
LEMIEUX, LAWRENCE DAVID

74 Agente/Representante:
CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 461 856 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

Procedimientos y aparatos para la medición y la evaluación de las cargas de fatiga de una turbina eólica

La invención se refiere a los generadores de turbinas eólicas. Más en particular, la invención se refiere a la medición de las cargas de fatiga de la torre de una turbina eólica.

5 La energía eólica es considerada generalmente como la fuente de energía de mayor crecimiento en todo el mundo. La competitividad económica a largo plazo de la energía eólica en comparación con otras tecnologías de producción de energía ha representa el reto para los miembros de la industria de la energía eólica de reducir los costos de la energía eólica. Un tema de preocupación de las empresas explotadoras de turbinas eólicas es el daño debido a las cargas de fatiga producidas por la fluctuación de las condiciones del viento. La evaluación de las cargas de fatiga es importante en la industria de generación de energía eólica, puesto que los datos de las cargas de fatiga se pueden utilizar para verificar que los diseños no están sobre diseñados.

10 Las cargas de fatiga también pueden ser monitorizadas para determinar el rendimiento en diferentes entornos y en diferentes condiciones. El conocimiento de las cargas de fatiga también puede ser beneficioso para la empresa explotadora puesto que las condiciones de operación y la duración de la vida útil de una turbina eólica pueden ser ajustadas por la empresa explotadora para mejorar los márgenes de beneficio.

15 Por ejemplo, conociendo el nivel de los daños acumulados por fatiga equivalente de los componentes de la turbina, la empresa explotadora puede hacer funcionar de forma segura la turbina más allá de la vida de diseño y de esta manera extender la duración de la vida de servicio debido a que la vida de servicio está basada en los niveles de daños acumulados por fatiga equivalente medidos en lugar de los daños acumulados por fatiga equivalente derivados teóricamente que se utilizan para predecir una duración cronológica de la vida de diseño a partir de los datos de viento. Como otro ejemplo, en temporadas de vientos bajos o en años de vientos bajos en los que se produce unos daños por fatiga menores, la empresa explotadora puede aumentar la agresividad de la vida de la operación de la turbina para trabajar con mayor dureza y acumular más ciclos de fatiga al mismo tiempo que se captura más energía durante los episodios de viento. En este ejemplo, controlar el nivel de agresividad de la operación de la turbina sobre la base de los niveles de daños acumulados por fatiga equivalente permite a la empresa explotadora capturar más energía y más beneficios en turbinas recién instaladas. De este modo, la empresa explotadora se puede beneficiar haciendo que el rendimiento de la turbina se corresponda con el logro de modelos económicos basados en los niveles de daños acumulados por fatiga equivalente. (Por ejemplo, se puede generar un aumento de los ingresos mientras la turbina es nueva para beneficiarse de los tipos del valor a plazo del dinero).

20 Actualmente, las cargas de fatiga generalmente se miden usando sensores tales como indicadores de tensión unidos o soldados que requieren pericia para su instalación y mantenimiento y tienen solamente un ciclo de vida limitado de 6 a 24 meses. Por lo tanto, las técnicas actuales de monitorización de la fatiga son complejas, costosas y poco fiables en las aplicaciones de larga vida.

25 El documento EP 0 995 904 se refiere a las plantas de energía eólica en las que las cargas sobre los distintos componentes se monitorizan por medio del uso de sensores.

El documento EP 1 132 614 de manera similar se refiere a una planta de energía eólica que tiene sensores de carga.

El documento WO 02/075153 explica un dispositivo de monitorización de la oscilación de la torre.

30 El documento EP 1 361 445 se refiere a un indicador de velocidad del aire de flexión y una paleta para una turbina eólica.

35 De acuerdo con la invención como se define por las reivindicaciones adjuntas, el desplazamiento de la posición, las tensiones u otras cargas en una torre de turbina eólica se determinan usando un sensor normalmente unido a un componente. Los datos de los niveles de desplazamiento o de las tensiones medidos obtenidos por los sensores se utilizan en técnicas conocidas en el campo de la técnica que se utilizan para evaluar y determinar los daños por fatiga.

40 La invención se describirá a continuación con mayor detalle, a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos, en los que:

La figura 1 es una realización de componentes de la turbina eólica.

45 La figura 2 es un diagrama de bloques de un rotor de turbina eólica y el bastidor principal con una plataforma de acelerómetro y un controlador de la turbina.

La figura 3 ilustra una realización de una turbina eólica que tiene una unidad de medición inercial (IMU) y sensores de proximidad de medición de la deflexión del árbol principal.

La figura 4 ilustra una realización de sensores de proximidad que miden la velocidad del árbol principal y la posición de azimut de la pala.

5 La figura 5 es un diagrama de flujo de una realización de una técnica para la medición y la evaluación de las cargas de fatiga de la torre de la turbina eólica utilizando acelerómetros unidos a un componente sobre una torre.

10 Se divulgan técnicas y aparatos de medición y de evaluación de las cargas de fatiga de la torre de la turbina eólica. En una realización, y haciendo referencia a la torre, se utilizan señales de adelante y atrás y de lado a lado de un acelerómetro de dos ejes unido a una placa de asiento de una turbina eólica y las señales de eje de guiñada o señales de posición de azimut de guiñada para medir las cargas de fatiga de la torre. El uso de componentes de estado sólido (por ejemplo, un acelerómetro, un giroscopio) con una duración de la vida útil relativamente larga puede proporcionar una medición de las cargas de fatiga con requisitos de mantenimiento relativamente bajos. Otro beneficio es que estos sensores ya son utilizados comúnmente en las turbinas eólicas actuales existentes y por lo tanto, estos sensores también se pueden utilizar para fines de medición y de evaluación de las cargas de fatiga, lo que permite que se proporcionen la medición y evaluación de las cargas de fatiga con un coste relativamente bajo.

15 La figura 1 es una realización de componentes de la turbina eólica. Los componentes de la figura 1, excepto el cubo 110, están alojados en la góndola 185 encima de la torre 190. La altura de la torre 190 se puede seleccionar en base a factores y condiciones conocidas en la técnica. En una realización, se utilizan múltiples microcontroladores (por ejemplo, dentro del panel de control 195) para la monitorización y el control general del sistema incluyendo, por ejemplo, la regulación de la inclinación y la velocidad, eje de alta velocidad y la aplicación del freno de guiñada, la aplicación del motor de guiñada y de bomba y la monitorización de fallos. También se pueden utilizar arquitecturas alternativas de control distribuido o centralizado.

20 En operación, el sistema de control proporciona señales de control al controlador de inclinación variable de la pala 120 para controlar la inclinación de las palas (no mostradas en la figura 1) que accionan el cubo 110 como resultado del viento. En funcionamiento, el cubo 110 recibe tres palas; Sin embargo, se puede utilizar cualquier número de palas. El cubo 110 y las palas de la turbina se combinan para formar un rotor de turbina eólica.

25 El tren de accionamiento de la turbina eólica incluye el árbol de rotor 175 conectado al cubo 110 y a la caja de engranajes 160 que se utiliza para accionar el generador 150. En una realización, el par del rotor se transmite a través del acoplamiento 165. Cualquier tipo de generador, por ejemplo, se puede utilizar un generador bobinado de inducción de rotor en la turbina eólica de la figura 1. Un accionamiento de guiñada 170 y una plataforma de guiñada 180 proporcionan un sistema de orientación de guiñada a la turbina eólica. En una realización, el sistema de guiñada es monitorizado y controlado eléctricamente por el sistema de control basado en la información recibida de la paleta de viento 155 montada en la góndola 185.

30 Típicamente, la implementación de sensores de larga duración y fiables en una turbina eólica es difícil. Por ejemplo, la exposición climática, la vibración causada por las cargas dinámica, las fuerzas de rotación, y la necesidad de una interfaz de rotación o de telemetría para transmitir datos de carga al sistema de control de la turbina son retos difíciles. Para reducir los problemas de complejidad, coste y fiabilidad asociados con los tipos de sensores convencionales utilizados en la actualidad en componentes clave tales como, por ejemplo, las palas, cubo, árbol principal, bastidor principal, cubierta de guiñada y la torre, en la presente memoria descriptiva se describe el uso de acelerómetros, giroscopios y / o inclinómetros que pueden estar unidos a la estructura principal, u otra estructura de la turbina. A continuación se describe una realización que utiliza acelerómetros para determinar la posición de la placa de asiento; Sin embargo, en otras realizaciones, también pueden ser utilizados giroscopios para la medición y la evaluación de las cargas de fatiga con las modificaciones apropiadas con respecto a las operaciones matemáticas realizadas en las señales de salida del acelerómetro.

35 La plataforma de acelerómetros contiene uno o más acelerómetros que se utilizan para detectar la aceleración producida por el movimiento del componente de la turbina eólica que se está supervisando, en este caso la placa de asiento 172 o cualquier bastidor fijo cerca de la parte superior de la torre. Puesto que la placa de asiento reacciona a las cargas y momentos producidos por las funciones de forzamiento del rotor y de los sistemas dinámicos, la placa de asiento es sometida a movimientos. Un acelerómetro o un giroscopio (por ejemplo, un giroscopio electromecánico, un giroscopio piezoeléctrico, una unidad de medición inercial, tal como un dispositivo basado en láser capaz de detectar el desplazamiento lineal o angular) se pueden utilizar para determinar el desplazamiento del bastidor principal con relación a la superficie del suelo (no mostrada). Los datos de desplazamiento se pueden utilizar para el análisis de la fatiga.

55

La figura 2 es un diagrama de bloques de un rotor de turbina eólica y del bastidor principal con una plataforma de acelerómetros y un controlador de la turbina. En una realización, la placa de asiento 200 soporta varios componentes de la turbina eólica, incluyendo el controlador 220 de la turbina y la plataforma 210. En una realización, la plataforma 210 incluye uno o más acelerómetros (por ejemplo, acelerómetros posicionados ortogonalmente 211, 212, 213) que reaccionan a las aceleraciones producidas por el movimiento de la placa de asiento 200. En una realización alternativa, la plataforma 210 incluye tres giroscopios de tipo angular. Alternativamente, se pueden utilizar giroscopios de tipo de avance para medir el ángulo de giro, en lugar de la velocidad de giro. También se puede utilizar un número diferentes de giroscopios y / o acelerómetros.

En una realización, para ambos tipos de giroscopio, un cristal piezoeléctrico situado dentro del conjunto de giroscopio es flexionado como consecuencia de las fuerzas inerciales cuando se mueve el conjunto de giroscopio. La tensión y la carga producidas por la flexión del cristal genera una carga eléctrica. Esta salida de carga eléctrica puede ser utilizada para determinar la velocidad de desplazamiento de la estructura del bastidor principal. Esta información junto con el tiempo transcurrido o incremental del evento, puede ser usada para determinar la magnitud, duración, y la orientación de las cargas resultante que actúan sobre la torre de la turbina eólica, lo cual se puede utilizar para efectuar el análisis de la fatiga.

En una realización, el controlador 220 de la turbina está acoplado a los acelerómetros de la plataforma 210 para determinar la posición de la placa de asiento 200 por medio de la medición de las aceleraciones producidas por las cargas impuestas sobre los componentes de la turbina. Mediante la determinación de la posición en 2 ejes de la placa de asiento 200 que corresponde a, por ejemplo, a los movimientos de adelante y atrás y de lado a lado, el controlador 220 de la turbina puede determinar las cargas que se imponen sobre los componentes de la turbina, incluyendo la torre de la turbina eólica. En una realización alternativa, el controlador 220 de la turbina puede determinar las cargas que se imponen sobre los componentes de la turbina incluyendo la torre de la turbina eólica y correlacionar esa carga con una dirección o direcciones de referencia de flexión de la torre de bastidor fijo específico (por ejemplo, una dirección norte - sur y una dirección este - oeste). El controlador 220 de la turbina (u otro componente computacional), puede realizar entonces las operaciones de medición y evaluación de las cargas de fatiga de las señales recibidas de los acelerómetros y el ángulo 240 de posición de azimut de guiñada de la placa de asiento 200 para determinar las cargas de fatiga actuales, acumuladas e históricas sobre la torre de la turbina eólica.

En una realización, el controlador 220 de la turbina (u otro componente computacional) puede procesar las señales recibidas de los acelerómetros para corregir la posición de guiñada, lo cual permite que las salidas de un acelerómetro de dos ejes se encuentren "alineadas" con un eje del indicador de tensiones en la base de la torre. Es decir, las señales de salida del acelerómetro se transforman desde un bastidor principal con el bastidor de referencia de guiñada variable a un bastidor de referencia de la base de la torre. En una realización, un filtro de paso bajo se aplica a las señales de salida del acelerómetro y las señales filtradas se integran dos veces para generar los datos de posición. Este procesamiento proporciona una primera etapa de correlación con un indicador de tensiones de la torre correspondiente. A continuación, se aplica una transformación a los datos de los sensores de desplazamiento de la parte superior de la torre para corregir la posición de guiñada y conseguir una referencia a los momentos de flexión de la torre de forma fija en 2 ejes correspondientes tales como las direcciones norte - sur y este - oeste. Los indicadores de tensiones situados en la base de la torre miden los momentos de flexión en 2 ejes que pueden corresponder a las direcciones de referencia de bastidor fijo Norte - Sur y Este - Oeste. Las señales del indicador de tensiones de la base de la torre se pueden utilizar para verificar que las señales obtenidas de las realizaciones que se han citado más arriba son exactas dentro de un margen aceptable; sin embargo, no se requieren indicadores de tensiones para la medición de los momentos de flexión de la torre.

En una realización, una correlación mejorada se puede lograr mediante la aplicación de un filtro de ranura 3P a las señales del acelerómetro integradas dos veces (es decir, los datos de posición) para compensar los efectos de dique de la torre de una turbina eólica con tres palas. Otros tipos de filtros se pueden aplicar para las turbinas eólicas con diferentes configuraciones. También se pueden utilizar otras técnicas computacionales.

La figura 3 ilustra una realización de una turbina eólica que tiene una unidad de medición inercial (IMU). En una realización, la IMU 300 está conectada a la carcasa de cojinete principal 310. La IMU 300 es un dispositivo basado en giroscopios y en acelerómetros que permite la medición de ángulos de balanceo, inclinación y guiñada, y tres aceleraciones de los ejes. La IMU 300 está acoplada a un controlador de la turbina que determina las cargas en base a las mediciones de la IMU. Las señales de salida de la IMU 300 pueden ser utilizadas como se ha descrito más arriba para llevar a cabo las funciones de medición y de evaluación de la fatiga.

La figura 3 también ilustra una realización de sensores de proximidad unidos a la carcasa de cojinete principal 310 y posicionados para medir los desplazamientos de la brida 320 del árbol principal producidos por el movimiento del rotor. En una realización, un mínimo de tres sensores de proximidad (por ejemplo, 350) se utilizan para determinar la posición de la superficie plana de la brida 320 del árbol principal. A continuación, en referencia a la figura 4, en una realización, los sensores de proximidad del árbol principal (por ejemplo, 410, 420, 430) se encuentran situados en posiciones adyacentes a la caja de engranajes. Los sensores 410 y 420 detectan la velocidad de rotación del árbol principal 400 y el sensor 430 detecta la posición de azimut de la pala mediante la activación una señal de pulsos que

corresponde a una pestaña de reinicio (no mostrada) que está posicionada para rotar a lo largo de la misma posición de acimut como una pala de rotor.

5 También se pueden utilizar posiciones de sensores alternativos. Por ejemplo, los sensores de proximidad pueden estar unidos a las palas. También, se pueden utilizar sensores alternativos, tales como un codificador de árbol principal 400. En una realización, la posición del plano de la brida 320 del árbol principal combinada con la velocidad del árbol principal 400 y la posición de acimut del rotor pueden ser utilizadas por el controlador 220 de la turbina para calcular la fatiga de una o más palas del rotor en el eje en el sentido de la aleta.

10 En una realización alternativa, la fatiga de la pala del rotor también se puede determinar por medio de la medición del movimiento de la pala del rotor de la turbina eólica con relación al bastidor del cubo del rotor. El movimiento de flexión de la pala del rotor puede ser detectado, por ejemplo, con una plataforma de sensor de proximidad Aeropac. Las señales de salida de la plataforma de sensor Aeropac pueden ser analizadas por el controlador 220 de la turbina para determinar la fatiga de la pala de rotor.

15 La figura 5 es un diagrama de flujo de una realización de una técnica para la medición y la evaluación de cargas de fatiga de la torre de la turbina eólica utilizando acelerómetros unidos a un componente en la parte superior de una torre. Las operaciones de la figura 5 se indican con un orden específico; Sin embargo, también se puede ejecutar un orden diferente de las operaciones.

20 Los componentes de turbinas eólicas son monitorizados con uno o más sensores 510. En una realización, se utilizan uno o más acelerómetros para monitorizar la aceleración de una placa de asiento de la turbina eólica producida por los movimientos de flexión de la torre. Otros componentes de la turbina eólica, por ejemplo, una caja de engranajes de la turbina eólica, un árbol principal de la turbina eólica, o un generador de la turbina eólica también pueden ser monitorizados. En realizaciones alternativas, también se pueden utilizar giroscopios y / u otros sensores.

25 En una realización, las señales de salida de los uno o más sensores se convierten en datos de posición, 520. Esto se puede lograr, por ejemplo, integrando dos veces las señales de aceleración de los acelerómetros. Si los datos del sensor no proporcionan la aceleración, por ejemplo, si los sensores son giroscopios que proporcionan datos de rotación, se utilizan diferentes operaciones matemáticas para generar datos de posición o de movimiento. Unos datos de posición de guiñada medidos también se pueden utilizar para transformar los datos de los sensores a posiciones de referencia de flexión de base de torre de 2 ejes ortogonal, tales como Norte - Sur y Este - Oeste. En una realización, los acelerómetros así como los giroscopios se pueden utilizar.

30 Los datos de posición son trasladados desde el bastidor de referencia de los sensores a un bastidor de referencia correspondiente a una parte inferior de la torre de la turbina eólica, 530. El traslado se puede llevar a cabo de cualquier manera conocida en la técnica. El traslado se utiliza para verificar que los sensores anteriores están funcionando correctamente, los indicadores de tensiones en la base de la torre no se requieren para todas las turbinas y sólo se instalarían con fines de prueba y verificación.

35 En una realización, el bastidor de referencia correspondiente a la parte inferior de la torre de turbina eólica es un emplazamiento dentro de la torre de la turbina en la que se emplaza tradicionalmente un indicador de tensiones. Usando esta realización, el análisis de fatiga tradicional se puede realizar usando los datos de posición trasladados. En realizaciones alternativas, también se pueden usar otros emplazamientos. Al trasladar los datos de movimiento a la porción inferior de la torre de la turbina, la medición y la evaluación de las cargas de fatiga se pueden realizar para la torre. Se puede usar cualquier técnica para el traslado de ejes coordenados.

40 Como una alternativa al filtrado, un controlador PID puede procesar las aceleraciones de la parte superior de la torre y la posición de acimut de guiñada. Aunque es probable que exista una diferencia de escala entre el procedimiento de carga de la parte superior de la torre y el procedimiento de carga de la base de la torre, un factor de escala apropiado puede ser utilizado para permitir que se realice la medición y evaluación de la fatiga. Como se ha descrito más arriba (530) la fatiga de la torre es determinada principalmente en los modos de flexión 1º y 2º. La fatiga de la torre se puede evaluar con uno o ambos de estos modos o con otros modos de flexión. La fatiga también puede ser evaluada en otros componentes de la turbina eólica.

45 La medición y / o la evaluación de las cargas de fatiga se realiza sobre los datos de posición trasladados y ajustados, 540. Una salida correspondiente a la medición y / o evaluación de las cargas de fatiga es generada, 550. La salida puede ser una representación gráfica de las mediciones de carga de fatiga actuales y / o históricas. La salida también puede ser los datos almacenados en un medio legible por ordenador que corresponde a las mediciones de carga de fatiga. También se pueden generar otras salidas.

55 En una realización alternativa, la evaluación de la fatiga se puede realizar sin la transformación a la base de la torre. Esto se puede lograr, por ejemplo, haciendo coincidir las señales por encima con la señal de tensiones por debajo. Por lo tanto, una señal de flexión de la torre en 2 ejes puede ser generada que debe ser igual a la serie de señales de los sensores de la parte superior de la torre con otras señales de verificación de los sensores del indicador de

tensiones de la base de la torre. Las señales de los sensores del indicador de tensiones de la base de la torre se pueden usar como una línea de base, debido a que pueden ser derivados o calibrados en carga de la torre.

5 Las señales de los sensores se pueden usar también para determinar otras características y / o condiciones de un sistema de turbina eólica. Por ejemplo, la frecuencia espectral de una torre de turbina eólica puede ser utilizada para determinar si una cimentación o una conexión de la torre con la placa de asiento pueden estar fallando. Como otro ejemplo, la frecuencia espectral del árbol principal se puede utilizar para determinar una grieta en el árbol, daños en la caja de engranajes o tren de accionamiento o daños en un rotor y / o grietas o daños en la cimentación de la turbina. Además, el procedimiento de medición de la brida del árbol principal puede ser utilizado para determinar un vector de rotación que representa la deflexión media en el sentido de la aleta de las palas del rotor que se pueden usar para determinar un desequilibrio aerodinámico de la pala.

10 En un ejemplo de aplicación, la información sobre los daños por fatiga equivalente a la torre se puede lograr utilizando las entradas de los sensores de estado sólido de movimiento de la parte superior de la torre (tales como los acelerómetros de varios ejes, inclinómetros, giroscopios o similares), junto con un sensor de posición de guiñada y la aplicación de técnicas matemáticas tales como doble integración, filtrado, transformación y escalado de la señal de tal manera que se produzcan momentos de flexión de la base de la torre de 2 ejes ortogonales de referencia. Aunque las señales de momentos de flexión de la torre de 2 ejes ortogonales se pueden conseguir por medio del uso de indicadores de tensiones, el uso de indicadores de tensiones sólo se utilizaría para verificar la precisión de los sensores de estado sólido, situados cerca de la parte superior de la torre. La flexión de la torre en 2 ejes ortogonales puede ser referenciada a posiciones permanentes tales como Norte - Sur y Este - Oeste.

20 En otro ejemplo de aplicación, los daños por fatiga equivalente al árbol principal y / o a la pala del rotor se pueden conseguir utilizando las entradas de los sensores de estado sólido de movimiento de la torre - parte superior (tales como una IMU que contenga acelerómetros de 3 ejes y giroscopios de 3 ejes o similares), acoplados a sensores de posición de velocidad del árbol principal y de acimut de la pala (tales como sondas digitales de proximidad o un codificador absoluto) y la aplicación de técnicas matemáticas tales como la doble integración, filtrado, transformación y escalado de la señal, de tal manera que produzca unos momentos de flexión del árbol principal o de la pala del rotor de 2 ejes ortogonales de referencia.

25 En otro ejemplo de aplicación, los daños por fatiga equivalente al árbol principal y / o las palas de rotor se pueden conseguir usando las entradas de los sensores de estado sólido de movimiento de torre - parte superior (tales como al menos tres sondas de proximidad situadas ortogonalmente aproximadamente para la medición de las deflexiones de la brida del árbol principal), acoplados a sensores de posición de acimut de la pala y de velocidad del árbol principal (tales como sondas de proximidad digitales o un codificador absoluto) y la aplicación de técnicas matemáticas tales como la doble integración, filtrado, transformación y escalado de la señal de tal manera que se produzcan unos momentos de flexión del árbol principal o de la pala de rotor en 2 ejes del. ortogonales de referencia.

30 En los ejemplos de aplicación anteriores, un objetivo es producir datos de la fatiga equivalente de los componentes clave de las turbinas eólicas. Los procedimientos matemáticos que se describen pueden producir señales de tensiones o de carga que son equivalente a las que se producirían si los componentes fueran instrumentados con indicadores de tensiones; sin embargo, debido a que los sensores son de estado sólido, tienen una duración de la vida más larga, lo cual puede proporcionar un diseño de la turbina eólica más rentable económicamente.

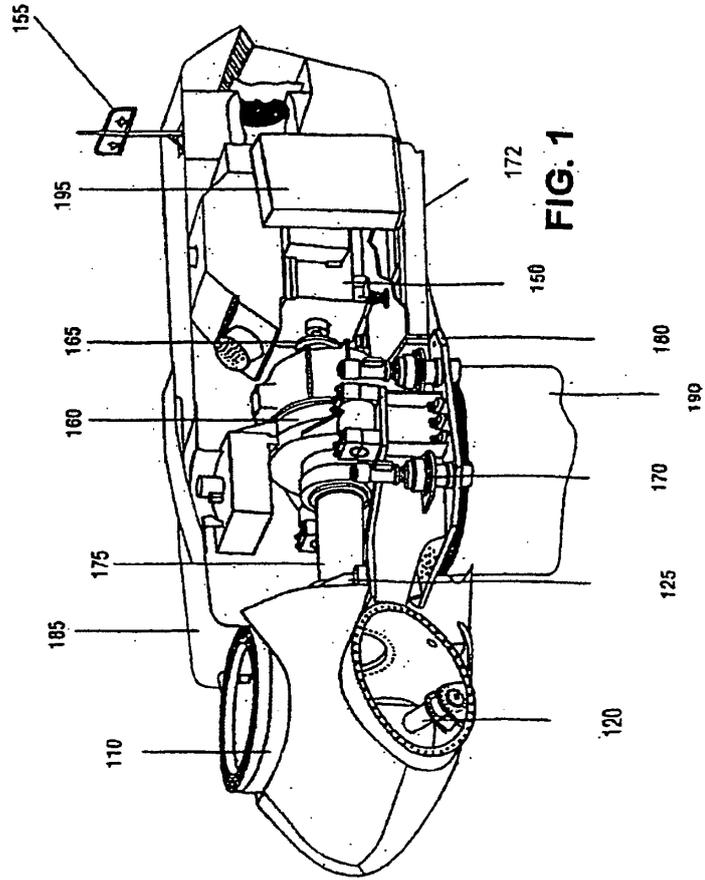
35 Los resultados de los análisis de fatiga también se pueden usar para determinar la agresividad de la operación de la turbina. Por ejemplo, un controlador de la turbina puede hacer selectivamente que una turbina eólica opere por encima de los niveles nominales.

40 La referencia en la memoria descriptiva a "una realización" significa que un determinado rasgo, estructura o característica descrita en conexión con la realización está incluido en al menos una realización de la invención. Las apariciones de la frase "en una realización" en diversos lugares de la memoria descriptiva no se refieren necesariamente todas ellas a la misma realización.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para determinar las cargas de fatiga de una torre de turbina eólica (190), comprendiendo el procedimiento:
 - 5 determinar (530) la posición de un componente de la turbina eólica dentro de una góndola (185) o encima de la torre (190) con respecto a una posición de referencia fija estando acoplados uno o más sensores (210, 212, 213), al componente de la turbina eólica;
 - realizar (540) el análisis de las carga de fatiga de la torre en base a las señales de salida de los uno o más sensores utilizando un controlador de la turbina (220); y
 - 10 generar (550) una salida correspondiente a un análisis de las cargas de fatiga de la torre para proporcionar una representación gráfica de las mediciones de las cargas de fatiga actuales y / o históricas, en la que los resultados del análisis de fatiga comprenden un análisis de frecuencia espectral y además en la que el análisis de frecuencia espectral se utiliza para estimar los daños a las cimentaciones de la turbina eólica.
2. El procedimiento de la reivindicación 1, que comprende, además, el uso de los resultados del análisis de cargas de fatiga de la torre para controlar el rendimiento de la turbina.
- 15 3. El procedimiento de la reivindicación 1, que comprende, además, la estimación de la información de la duración de la vida en base, al menos en parte, de los resultados del análisis de las cargas de fatiga de la torre.
4. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que determinar la posición del componente de la turbina eólica comprende:
 - recibir las señales de salida de uno o más acelerómetros (210, 212, 213);
 - 20 corregir las señales de los acelerómetros recibidas para la posición de guiñada del componente de la turbina eólica; y
 - generar una indicación de la posición correspondiente al componente de la turbina eólica mediante la integración doble de las señales de aceleración recibidas de los uno o más acelerómetros.
5. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que determinar la posición de un componente de la turbina eólica dentro de la góndola (185) o encima de la torre (190) comprende:
 - recibir señales de salida de uno o más giroscopios (210, 212, 213);
 - corregir las señales recibidas de los giroscopios para la posición de guiñada del componente de la turbina eólica; y
 - 30 generar una indicación de la posición correspondiente al componente de la turbina eólica a partir de las señales recibidas de los uno o más giroscopios.
6. Una turbina eólica que comprende:
 - 35 uno o más sensores (210, 212, 213) para detectar un estado causado por el movimiento de un componente (120, 125, 160, 175) de una turbina eólica, indicando los uno o más sensores para generar señales de estado, el estado del componente ; y
 - un controlador (220) de la turbina acoplado a los uno o más sensores para recibir las señales de estado y para determinar una posición de un componente de la turbina eólica encima de una torre (190) en base a las señales de estado de los uno o más sensores, para transformar la posición determinada desde un bastidor de referencia correspondiente a los emplazamientos de los sensores a un bastidor de referencia correspondiente a una porción inferior de la torre y para realizar el análisis de las cargas de fatiga de la torre en la posición transformada correspondiente a la porción inferior de la torre del citado controlador de la turbina (220) estando configurado además para generar (550) una salida correspondiente al análisis de las cargas de fatiga de la torre para proporcionar una representación gráfica de las mediciones de las cargas de fatiga actuales y / o históricas, y en el que los resultados del análisis de fatiga de la torre comprenden un análisis de frecuencia espectral y además en el que el análisis de la frecuencia espectral se utiliza para estimar los
 - 40 daños a las cimentaciones de una turbina eólica.
 - 45
7. La turbina eólica de la reivindicación 6, en la que los uno o más sensores (210, 212, 213) comprenden uno o más acelerómetros y en la que el controlador de la turbina (220) recibe las señales de estado de los uno o más acelerómetros y corrige las señales de estado recibidas de la posición de guiñada del componente de la turbina eólica para generar una indicación de la posición correspondiente al componente de turbina eólica.

8. La turbina eólica de la reivindicación 7, en la que el controlador de la turbina (220) lleva a cabo una operación de integración en los datos de estado para determinar un movimiento del componente de la turbina eólica y además en la que el controlador de la turbina (220) provoca la aplicación de un filtro de ranura a los datos de movimiento.
- 5 9. La turbina eólica de la reivindicación 7, en la que los uno o más sensores (210, 212, 213) comprenden uno o más giroscopios y en la que el controlador de la turbina (220) recibe las señales de estado desde los uno o más giroscopios y corrige las señales de estado recibidas para la posición de guiñada del componente de la turbina eólica para generar una indicación de movimiento que corresponde al componente de la turbina eólica.



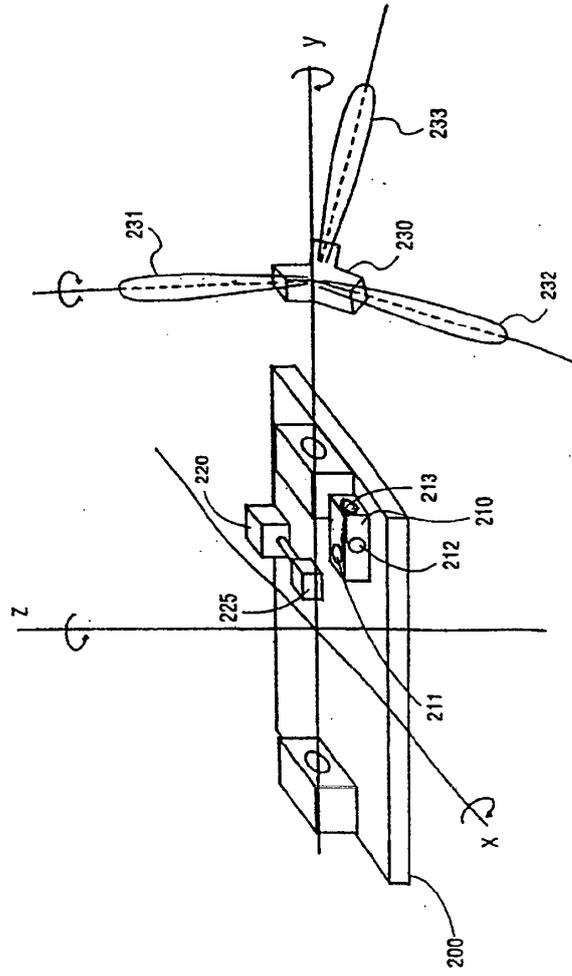


FIG. 2

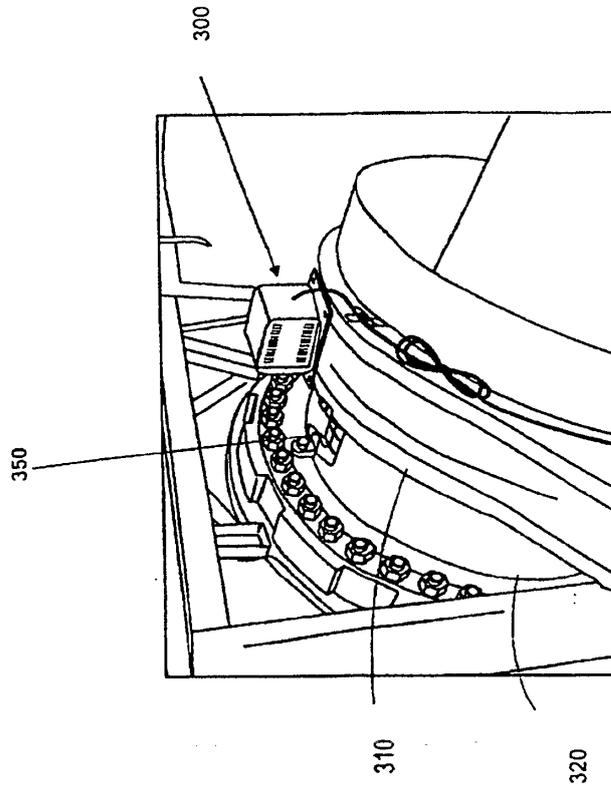


FIG. 3

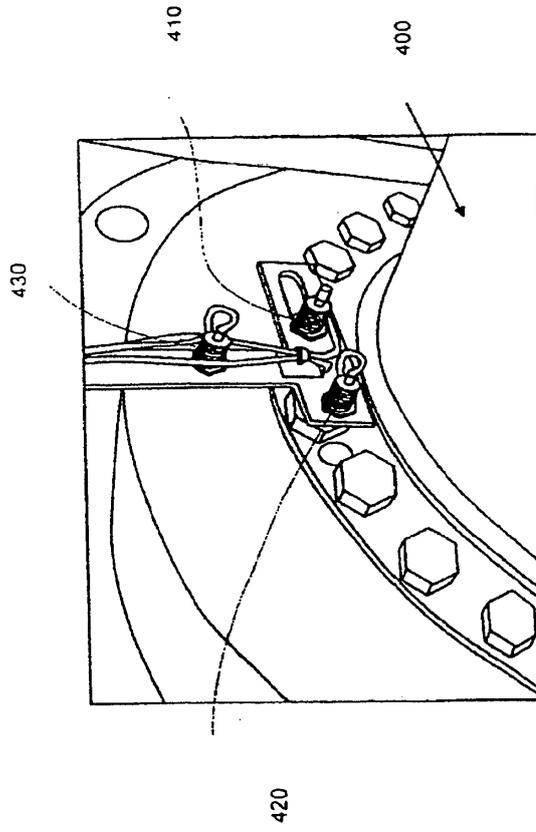


FIG. 4

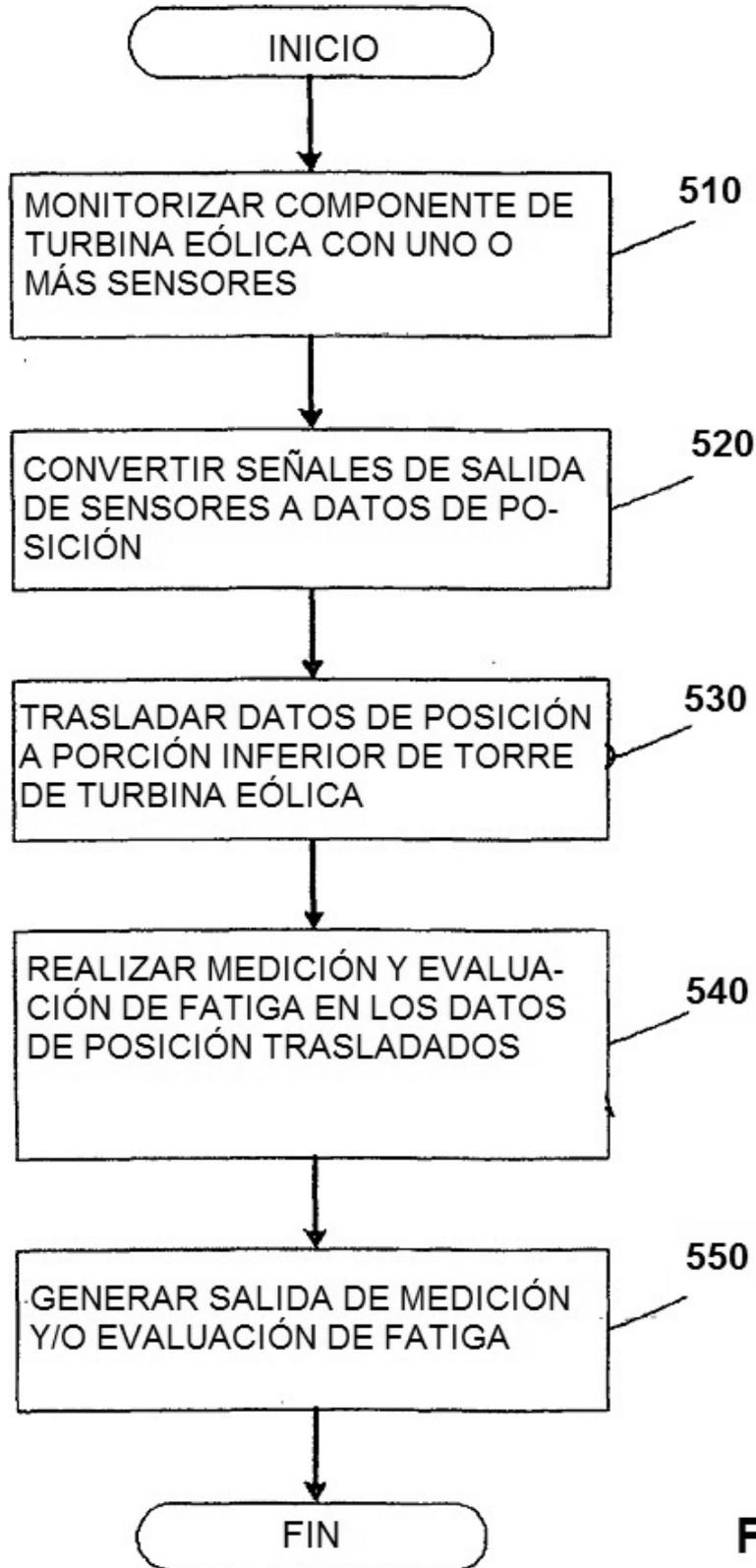


FIG.5