

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 637 892**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

F03D 15/00 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **29.08.2006 E 06254481 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **26.07.2017 EP 1760311**

54 Título: **Procedimiento y aparato para monitorizar componentes de turbinas eólicas en base a las condiciones**

30 Prioridad:

02.09.2005 US 218358

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

17.10.2017

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 RIVER ROAD
SCHENECTADY, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**LEMIEUX, DAVID L. y
MOROZ, EMIL M.**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 637 892 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

Procedimiento y aparato para monitorizar componentes de turbinas eólicas en base a las condiciones

La invención se refiere a generadores de turbina eólica. Más particularmente, la invención se refiere a la monitorización de condiciones de componentes de turbinas eólicas.

5 Las turbinas eólicas de grado de utilidad (es decir, turbinas eólicas diseñadas para suministrar energía eléctrica a una red de suministro eléctrico) pueden tener grandes rotores (por ejemplo, de 30 o más metros de diámetro). La carga asimétrica a través de estos rotores se produce debido a las cizallas verticales y horizontales del viento, al desalineamiento de la guiñada y a turbulencias. Estas cargas asimétricas contribuyen a cargas extremas y a la cantidad de ciclos de fatiga en las palas del rotor y otros componentes de la turbina eólica.

10 Como resultado de estas cargas extremas y ciclos de fatiga, los componentes de las turbinas eólicas tienen una vida útil limitada y deben ser reemplazados. La condición de varios componentes de la turbina eólica se monitoriza actualmente utilizando sensores diseñados para la monitorización de la condición. Técnicas y dispositivos utilizados para monitorizar componentes de turbinas eólicas se refieren generalmente a técnicas y dispositivos de "monitorización basada en condiciones" (CBM). Una visión general de las técnicas de CBM se puede encontrar en
15 un documento titulado "Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring WT-Ω" de T.W. Verbruggen publicado por ECN Wind Energy, abril de 2003 (documento número ECN-C-03-047).

Dos de las técnicas de CBM más comunes son monitorización basada en vibración y monitorización basada en fluido. La monitorización basada en vibración analiza la vibración medida de uno o más componentes para estimar la
20 condición y/o el rendimiento de los componentes de la turbina eólica. En un sistema de monitorización basado en vibración típico, se utilizan transductores de posición para monitorización de baja frecuencia, se utilizan sensores de velocidad para monitorización de media frecuencia, se utilizan acelerómetros para monitorización de alta frecuencia y se utilizan sensores de energía espectral emitida (SEE) para monitorización de muy alta frecuencia. Por lo tanto, un sistema de monitorización de vibración típico incluye múltiples tipos de sensores con múltiples algoritmos de monitorización, los cuales pueden ser complejos y costosos.

25 La monitorización basada en fluido implica típicamente la toma de muestras de fluidos, por ejemplo, aceite hidráulico o aceite de lubricación, para su análisis para determinar si un componente ha experimentado un desgaste excesivo. Sin embargo, la monitorización basada en fluido proporciona solo información limitada relacionada con la condición de los componentes de la turbina eólica. Por lo tanto, los sistemas de monitorización basados en condiciones existentes son complejos y/o proporcionan una información limitada.

30 El documento DE 200 21 970 describe un dispositivo para monitorizar el estado de las palas de rotor en una planta de energía eólica.

El documento EP 1 674 724 se refiere a procedimientos y aparatos para la medición y la evaluación de la carga de fatiga de las turbinas eólicas.

El documento EP 1 359 321 describe la detección de cargas en las palas de turbinas eólicas.

35 El documento US 2004/0151577 se refiere a un procedimiento y a un aparato para el control de carga del rotor de una turbina eólica.

El documento US 2004/0151575 describe un procedimiento y un aparato para el control de carga de un rotor de turbina eólica basado en el desplazamiento radial del árbol. El documento US 2004/0057828 describe un
40 procedimiento para controlar la deflexión de las palas del rotor. Varios aspectos y realizaciones de la presente invención se definen en las reivindicaciones adjuntas.

A continuación, se describirá la invención en mayor detalle, a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 muestra una realización de componentes de turbina eólica.

La figura 2 es un diagrama de bloques de una realización de un sistema de control de la turbina eólica.

45 La figura 3 es una vista de extremo de un árbol principal que tiene cuatro sensores en una primera configuración.

La figura 4 es una vista en perspectiva de un árbol principal que tiene cuatro sensores en una segunda configuración.

La figura 5 es una vista en perspectiva de un árbol principal que tiene cuatro sensores en una tercera configuración.

50 La figura 6 es un diagrama de una realización de una técnica para la correlación de una técnica de monitorización basada en condiciones utilizando sensores de proximidad con técnicas de monitorización basadas

en condición que utilizan análisis de vibración y/o de aceite.

La figura 7 es un diagrama de bloques de una realización de un controlador de la turbina.

La figura 8 ilustra una realización de un buje que tiene un extensómetro.

La figura 9 ilustra una realización de una turbina eólica que tiene una unidad de medición inercial (IMU).

5 La figura 10 ilustra una realización de extensómetros unidos al árbol principal.

La figura 11 ilustra una realización de sensores de proximidad unidos al árbol principal.

La figura 12 ilustra una realización de un sensor de engranaje anular para medir el desplazamiento de la caja de engranajes con respecto a la bancada.

10 Las técnicas descritas en el presente documento soportan la funcionalidad de monitorización basada en condiciones usando sensores que monitorizan el movimiento del componente de la turbina eólica. Por ejemplo, un sistema de sensor de desplazamiento de brida de árbol principal puede usarse para proporcionar señales usadas para realizar la evaluación de fatiga de las palas del rotor de la turbina eólica, así como componentes de tren de accionamiento. Debido a que los sistemas sensores descritos en este documento son robustos y requieren un mantenimiento relativamente bajo, el sistema de monitorización basado en condiciones (CBM) resultante tiene un coste relativamente bajo en comparación con los sistemas de la técnica anterior. En una realización, se utilizan señales de salida del sistema sensor de desplazamiento de la brida del árbol principal para realizar evaluación de fatiga, tendencia de fallo, análisis de diagnóstico, etc. Otros sistemas sensores también pueden usarse para funciones de monitorización basadas en condición.

20 La figura 1 es una realización de componentes de turbina eólica. Los componentes de la figura 1, excepto para un buje 110, están alojados en una góndola 185 sobre una torre 190. La altura de la torre 190 puede seleccionarse basándose en factores y condiciones conocidas en la técnica. En una realización, múltiples microcontroladores (por ejemplo, dentro del panel 195 de control) se utilizan para la monitorización y el control general del sistema, incluyendo, por ejemplo, la regulación del paso y de la velocidad, el árbol de alta velocidad y la aplicación del freno de guiñada, la guiñada y la aplicación del motor de la bomba y la monitorización de fallos. También se pueden utilizar arquitecturas de control distribuidas o centralizadas alternativas.

25 En una realización, el sistema de control proporciona señales de control al controlador 120 de paso de pala variable para controlar el paso de las palas (no mostrados en la figura 1) que accionan el buje 110 como resultado del viento. En una realización, el buje 110 recibe tres palas; sin embargo, puede usarse cualquier número de palas. El buje 110 y las palas de la turbina se combinan para formar un rotor de turbina eólica.

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

35 Como se describe en mayor detalle a continuación, uno o más sensores de proximidad están colocados para detectar una desviación del árbol principal 175 desde una base en posición de reposo. Usando datos de los sensores, un controlador de turbina (u otro componente computacional) puede determinar las cargas sobre las palas que causaron la deflexión detectada por los sensores. Con esta información, el controlador de turbina realiza análisis de monitorización basado en condiciones para proporcionar, por ejemplo, evaluación de fatiga, tendencias de fallo y/o diagnóstico de componentes.

40 La figura 2 es un diagrama de bloques de una realización de un sistema de control de la turbina eólica. Unos sensores 200 de proximidad generan señales en respuesta al desplazamiento de los componentes de la turbina eólica, por ejemplo, el árbol principal. El controlador 210 de turbina está acoplado a sensores 200 para recibir las señales generadas por los sensores 200.

45 En una realización, el controlador 210 de turbina incluye un procesador que recibe señales de salida (ya sea señales analógicas o digitales) desde los sensores 200. El procesador puede ser, por ejemplo, un procesador de propósito general que ejecuta instrucciones almacenadas en memoria 220, un circuito de control por cable, o una combinación de un procesador de propósito general y circuitos por cable.

50 Las señales de salida de sensores 200 de proximidad puede ser utilizado mediante el controlador 210 de turbina para realizar operaciones de CBM, por ejemplo, análisis de pronóstico y tendencia de vida del tren de accionamiento de la turbina eólica. En una realización, además de proporcionar la base para la funcionalidad de CBM, los sensores de proximidad pueden usarse para propósitos de mitigación de carga. El cambio de paso de pala para reducir la

carga y reducir así la fatiga y la carga sobre diversos componentes de turbina puede determinarse mediante un controlador de turbina a partir de las señales de salida generadas por los sensores. Se puede usar una transformación DQ de Parks, un cálculo del procedimiento de estimación de sesgo y/u otras técnicas de control para calcular el incremento de paso para cada pala de rotor para reducir la carga de rotor total y/o asimétrica.

5 El controlador 210 de turbina también puede acoplarse con otros componentes, por ejemplo, interfaz(es) 230 de red y dispositivo(s) 240 de entrada/salida. La(s) interfaz(es) 230 de red proporciona(n) una interfaz para que el controlador 210 de turbina se comuniquen con dispositivos remotos, por ejemplo, un sistema de control de parques eólicos. El(los) dispositivo(s) 240 de entrada/salida permite(n) la interacción con dispositivos locales, por ejemplo, una almohadilla táctil, un teclado y/o un dispositivo de visualización.

10 En una realización, el desplazamiento del árbol principal árbol se determina por análisis de las señales de los sensores 200 de proximidad que miden el desplazamiento del árbol utilizando tecnologías de sensores basadas en campo acústico, óptico, magnético, corrientes de Foucault, capacitivo o inductivo u otra tecnología. En una realización, los sensores de proximidad se utilizan para medir el desplazamiento relativo a un marco de referencia de baja deflexión, por ejemplo, un marco principal o carcasa del cojinete principal del árbol de baja velocidad. Las
15 señales desde los sensores 200 de proximidad se procesan de acuerdo con las técnicas de análisis descritas a continuación por el controlador 210 de turbina para proporcionar funcionalidad de CBM.

Un mínimo de dos sensores se utiliza para medir el desplazamiento del árbol principal; sin embargo, para redundancia, con fines de diagnóstico de los sensores, o por otras razones, se pueden utilizar más de dos sensores. La figura 3 ilustra una realización con cuatro sensores, con cada sensor (310, 320, 330 y 340) colocado a 90° entre
20 sí alrededor de la circunferencia de la superficie del árbol principal 300. La figura 4 ilustra una realización con cuatro sensores situados en pares situados a 90° entre sí alrededor del árbol principal 300. La figura 5 ilustra una realización alternativa con cuatro sensores situados en pares situados a 90° entre sí alrededor del árbol principal 300. En una realización, los sensores están situados lo más lejos posible de la caja de engranajes. En una realización alternativa, los sensores están situados aproximadamente a medio camino entre la caja 160 de
25 engranajes y el cojinete principal. También se pueden usar otras ubicaciones de sensores.

La figura 6 es un diagrama de una realización de una técnica para la correlación de una técnica de monitorización basada en condiciones utilizando sensores de proximidad con técnicas de monitorización basadas en condición que utilizan análisis de vibración y/o de aceite. El diagrama de la figura 6 incluye varios algoritmos, que pueden ser
30 realizados por software, hardware o cualquier combinación de hardware y software. Es decir, un sistema de CBM basado en sensores de proximidad puede correlacionarse con predictores de condición previamente establecidos.

El proceso de la figura 6 se puede realizar usando una sola turbina eólica que tiene sistemas de CBM redundantes (es decir, un sistema basado en vibración y/o en aceite y un sistema basado en sensor de proximidad) con el resultado correlacionado que se utiliza en turbinas eólicas que tiene solamente sistemas de CBM basados en
35 sensores de proximidad. Debido a que los sistemas de sensores de proximidad descritos en el presente documento pueden usarse como base de control para múltiples componentes de turbinas eólicas, el sistema de CBM basado en proximidad resultante puede ser menos costoso que los múltiples sistemas que reemplaza.

Las señales 600 del sensor basado en vibración y/o en aceite se usan para determinar la condición de uno o más componentes de la turbina eólica. Las señales basadas en vibración y/o en aceite pueden generarse mediante cualquier tipo de sensores de CBM conocidos en la técnica. Las señales desde el sistema de CBM basado en
40 vibración y/o en aceite se procesan de acuerdo con el algoritmo 610 de cambio de condición. Se puede usar cualquier algoritmo de cambio de condición conocido en la técnica que corresponda a señales 600 de sensor.

Los resultados del algoritmo 610 de cambio de condición se procesan de acuerdo con el algoritmo 620 de evaluación de fatiga debido a precipitaciones y el algoritmo 630 de pronóstico de salud de maquinaria y tendencia de vida. El algoritmo de evaluación de la fatiga debido a precipitaciones utiliza los datos generados por el algoritmo 610
45 de cambio de condición para determinar la fatiga experimentada por los componentes de la turbina eólica en respuesta a condiciones cambiantes. La evaluación de fatiga debido a precipitaciones se conoce en la técnica y se puede usar cualquier algoritmo apropiado.

Los resultados generados por el algoritmo 610 de cambio de condición y el algoritmo 620 de evaluación de fatiga debido a precipitaciones son procesados por el algoritmo 630 de pronóstico de salud de maquinaria, que genera una
50 estimación de la vida útil restante para el(los) componente(s) correspondiente(s). La combinación de sensores que proporcionan señales 600 de sensor de vibración/aceite y los componentes computacionales que implementan el algoritmo 610 de cambio de condición, el algoritmo 620 de evaluación de fatiga debido a precipitaciones y el algoritmo 630 de pronóstico de salud de máquina, así como cualquier dispositivo de entrada/salida proporcionan colectivamente un sistema de CBM de vibración y/o aceite.

55 Las señales 650 de los sensores de proximidad proporcionan señales que indican movimiento de un componente de turbina eólica, por ejemplo, una brida del árbol principal. Las señales 650 de los sensores de proximidad se procesan mediante la adquisición de datos en serie temporal y componentes de base de datos que, en una realización, aplican un algoritmo de fuerza a los datos adquiridos. En una realización, los resultados del algoritmo

610 de cambio de condición están correlacionados con los datos almacenados en la base 660 de datos para determinar las condiciones de carga (según lo determinado por sensores de proximidad) que dan lugar a cambios de condición (según lo determinado por el algoritmo 610 de cambio de condición). Las condiciones de carga pueden ser condiciones de carga individuales (por ejemplo, una ráfaga) o las condiciones de carga pueden ser históricas (por ejemplo, aplicaciones de frenos múltiples). En una realización, el algoritmo de fuerza realiza la operación de correlación.

En una realización, los datos generados por el algoritmo de fuerza se procesan de acuerdo con el algoritmo 670 de evaluación de la fatiga debido a precipitaciones. En una realización, los datos generados por el algoritmo de fuerza son comparables con los datos generados por el algoritmo 610 de cambio de condición, de manera que el algoritmo 670 de evaluación de fatiga debido a precipitaciones es similar al algoritmo 620 de evaluación de fatiga debido a precipitaciones. Alternativamente, el algoritmo 670 de evaluación de fatiga debido a precipitaciones está diseñado para proporcionar una fatiga debido a precipitación o un análisis similar sobre datos generados por el algoritmo de fuerza en un formato que es exclusivo de los componentes del sistema CBM del sensor de proximidad.

Los datos generados por el algoritmo de fuerza y por el algoritmo 670 de evaluación de la fatiga debido a precipitaciones se procesan de acuerdo con el pronóstico de salud de la máquina y del algoritmo 680 de tendencias de vida (algoritmo de tendencias). En una realización, el algoritmo 680 de tendencias determina si un componente monitorizado está operando correctamente, determina si el componente monitorizado tiene una vida útil restante y/o estima la vida útil restante para el componente monitorizado. La combinación de sensores que proporcionan señales 650 de sensor de proximidad y los componentes computacionales que implementan los algoritmos 660, 670 y 680, así como cualquier dispositivo de entrada/salida asociado, proporcionan colectivamente un sistema CBM de sensor de proximidad.

El uso de los componentes y algoritmos del sistema CBM de sensor de proximidad descrito con respecto a la figura 6, el movimiento de uno o más componentes junto con otras condiciones relacionadas con el movimiento de los componentes (por ejemplo, aplicaciones de velocidad y dirección del viento, temperatura, freno de la turbina eólica) y los datos correspondientes pueden utilizarse para proporcionar un sistema CBM con sensores que se utilizan para múltiples propósitos en el sistema de control de turbina, lo que proporciona un sistema de control de turbina más eficiente y menos costoso en comparación con una turbina eólica que tiene sistemas de sensores separados para control y para propósitos de CBM.

La figura 7 es un diagrama de bloques de una realización de un controlador de turbina que puede utilizarse para implementar los algoritmos descritos anteriormente. El controlador 780 de la turbina incluye bus 700 u otro dispositivo de comunicación para comunicar información, y un procesador 710 acoplado al bus 700 para procesar la información. Aunque el controlador 780 de la turbina se ilustra con un solo procesador, el controlador 780 de la turbina puede incluir múltiples procesadores y/o co-procesadores. El controlador 780 de la turbina incluye, además, una memoria de acceso aleatorio (RAM) u otro dispositivo de almacenamiento dinámico 720 (en adelante, memoria), acoplada al bus 700 para almacenar información e instrucciones para ejecutarse mediante el procesador 710. La memoria 720 también se puede utilizar para almacenar variables temporales u otra información intermedia durante la ejecución de las instrucciones mediante el procesador 710.

El controlador 780 de la turbina también puede incluir una memoria de solo lectura (ROM) y/u otro dispositivo 730 de almacenamiento estático acoplado al bus 700 para almacenar información estática e instrucciones para el procesador 710. El dispositivo 740 de almacenamiento de datos está acoplado al bus 700 para almacenar información e instrucciones. El(los) dispositivo(s) de entrada/salida 750 puede(n) incluir cualquier dispositivo conocido en la técnica para proporcionar datos de entrada al controlador 780 de la turbina y/o recibir datos de salida desde el 780 controlador de la turbina.

Las instrucciones se proporcionan a la memoria desde un dispositivo de almacenamiento, tal como un disco magnético, un circuito integrado de memoria de solo lectura (ROM), CD-ROM, DVD, a través de una conexión remota que es cableada o inalámbrica que proporciona acceso a uno o más medios electrónicamente accesibles, etc. En realizaciones alternativas, se pueden usar circuitos cableados en lugar de, o en combinación con, instrucciones de software. Por lo tanto, la ejecución de secuencias de instrucciones no está limitada a ninguna combinación específica de circuitos de hardware e instrucciones de software.

La interfaz 760 del sensor es una interfaz que permite que el controlador 780 de la turbina se comunice con uno o más sensores dentro de una turbina eólica. Por ejemplo, la interfaz 760 del sensor puede estar acoplada para recibir señales de salida desde uno o más sensores que detectan la deflexión o carga de los componentes de la turbina eólica como se ha descrito. La interfaz 760 del sensor puede ser, por ejemplo, un convertidor analógico a digital que convierte una señal de tensión analógica generada por los sensores en una señal digital de varios bits para ser utilizada por el(los) procesador(es) 710.

El(los) procesador(es) 710 puede(n) entonces realizar los algoritmos CBM (por ejemplo, algoritmo de evaluación de fatiga debido a precipitaciones, algoritmo de tendencias y pronóstico de salud de maquinaria) así como operaciones de correlación usando los datos desde los sensores. El(los) procesador(es) 710 puede(n) también analizar los datos y transmitir datos a un controlador de paso de las palas a través del dispositivo(s) de entrada/salida 750 para hacer

que el controlador de paso de las palas para cambie el paso de una o más palas de la turbina eólica. El(los) procesador(es) 710 puede(n) tomar otras acciones en respuesta a las señales de los sensores. Por ejemplo, el(los) procesador(es) 710 puede(n) causar un freno, que se aplicará para detener o ralentizar la rotación del buje o de un árbol de rotación.

5 En una realización, además de las funciones de CBM descritas anteriormente, una o más de las siguientes operaciones de análisis se puede realizar mediante el controlador de la turbina. En una realización, el movimiento y la posición de guiñada son monitorizados mediante sensores de proximidad montados en una posición para contar los dientes del engranaje del sistema de guiñada. Alternativamente, un codificador unido al sistema de guiñada puede controlar el movimiento y la posición de guiñada. Una o más de las siguientes condiciones del sistema de guiñada pueden monitorizarse para propósitos de CBM: el número de arranques y paradas del movimiento del sistema de guiñada, la vida útil del funcionamiento del sistema, el tiempo en una posición fija específica y las condiciones de viento correspondientes (esto podría causar daños a porciones del engranaje de rotación - esto puede estar correlacionado con la rosa de viento), operación de guiñada bajo cargas completas o parciales causadas por aplicaciones de freno, cargas bajo operación (la operación de guiñada durante la operación induce cargas giroscópicas grandes que pueden limitar la vida del sistema de guiñada), y la duración del tiempo para las posiciones de guiñada (cargar continuamente un rodamiento en una posición estática puede degradar el rodamiento más rápido que cuando el rodamiento está girando).

Una o más de las características descritas anteriormente pueden usarse para los propósitos de CBM para rastrear o predecir la condición de los componentes del sistema de guiñada. Estas características pueden monitorizarse para correlacionarse con la condición de los componentes, por ejemplo, como se describe con respecto a la figura 6 anterior.

En una realización, el sistema de CBM proporciona la tendencia de predicción para los componentes del sistema de paso de la turbina eólica. En una realización, la monitorización del sistema de paso se proporciona mediante codificadores de motor de paso. En una realización alternativa, se pueden montar sensores de proximidad para contar los dientes de engranaje de uno o más motores de paso de pala.

Una o más de las siguientes condiciones del sistema de paso de pala pueden ser monitorizadas para los propósitos CBM: el número de arranques y paradas de movimiento del sistema de paso de pala, la vida útil de operación del sistema, el tiempo en una posición fija específica y las condiciones del viento correspondientes, operación de paso de pala bajo cargas totales o parciales causadas por aplicaciones de frenado, y duración de tiempo para posiciones de paso de pala.

Las operaciones de predicción de tendencias para el sistema de paso de pala también pueden basarse en sensores que monitorizan componentes del sistema de paso que no son palas. Por ejemplo, se pueden usar sensores de brida de árbol para determinar las cargas aplicadas a las palas, que pueden usarse para determinar momentos de flexión de las palas. La información del momento de flexión de la pala se puede usar para la tendencia de predicción del sistema de paso de pala. Pueden realizarse otros análisis predictivos de tendencias usando uno o más de los sensores descritos en el presente documento. Por ejemplo, se puede utilizar el número de revoluciones y/o la velocidad de las revoluciones de un árbol de turbina (por ejemplo, un árbol de baja velocidad, un árbol de alta velocidad) para el análisis de CBM para componentes del tren de transmisión y/o cepillos generadores.

La descripción que sigue proporciona varios ejemplos de diferentes sensores y/o posiciones de los sensores. Los sensores de las figuras 8 a 12 se pueden utilizar para propósitos de CBM. La figura 8 ilustra una realización de un buje que tiene un extensómetro. En una realización, tal como se ilustra en la figura 8, el extensómetro soldado de cuarto de puente (por ejemplo, 800) está situado dentro del buje 810, cerca del cojinete de paso y adyacente a la góndola. Para cada uno de los tres ejes se utiliza un extensómetro. También se pueden usar otros lugares y/o un número diferente de extensómetros. En una realización, el registro 820 de datos está también situado dentro del buje 810 y está configurado para adquirir datos del (de los) extensómetro(s).

La figura 9 ilustra una realización de una turbina eólica que tiene una unidad de medición inercial (IMU). En una realización, la IMU 900 está conectada al cojinete principal 903. La IMU 900 es un dispositivo basado en giroscopio y acelerómetro que proporciona mediciones de ángulos de balanceo, paso y guiñada y aceleraciones de tres ejes. La IMU 900 está acoplada a un controlador de turbina que determina cargas basadas en las mediciones de la IMU.

La figura 10 ilustra una realización de extensómetros unidos al árbol principal. En una realización, el árbol principal está equipado con extensómetros soldables a 0°, 45° y 90° de acimut. El acimut de cero grados se define como la pala número uno colocada verticalmente. También se pueden usar posiciones alternativas para los extensómetros del árbol principal, por ejemplo, los extensómetros se pueden colocar dentro de uno o más pernos en T. Los extensómetros del árbol principal están acoplados al controlador de la turbina, que analiza los datos proporcionados por los extensómetros del árbol principal para determinar las cargas colocadas sobre el árbol principal y determinar si se debe cambiar el paso de las palas del rotor.

La figura 11 ilustra una realización de sensores de proximidad unidos a un bastidor fijo, tal como la bancada, y enfrentados al árbol principal. En una realización, los sensores de proximidad del árbol principal (por ejemplo, 1110,

1120, 1130) están situados adyacentes a la caja de engranajes. Los sensores 1110 y 1120 pueden utilizarse para detectar la velocidad de rotación y el sensor 1130 puede usarse para detectar la posición de acimut de la pala. También se pueden usar posiciones de sensor alternativas. Por ejemplo, se pueden conectar sensores de proximidad a las palas.

- 5 La figura 12 ilustra una realización de un sensor 1200 de engranaje anular para medir el desplazamiento de la caja 1210 de engranajes con respecto a la bancada. Una abrazadera 1220 de soporte está conectada a la bancada (no mostrada en la figura 12) y coloca el sensor adyacente a la caja 1210 de engranajes. Por lo tanto, el sensor 1200 del engranaje anular detecta la deflexión de la caja 1210 de engranajes con respecto a la bancada. En una realización, los sensores de proximidad de los engranajes anulares están situados a 90° uno con respecto al otro a lo largo del
- 10 perímetro de la corona dentada de la caja de engranajes.

La referencia en la memoria a "una realización" o "un modo de realización" significa que un rasgo particular, estructura o característica descrita en conexión con la realización se incluye en al menos una realización de la invención. Las apariciones de la frase "en una realización" en diversos lugares de la memoria no son necesariamente todas referentes a la misma realización.

15

REIVINDICACIONES

1. Una turbina eólica que tiene capacidades de monitorización basadas en las condiciones, que comprende:

un sensor (200) acoplado para detectar el movimiento de un componente (175) de la turbina eólica desde una posición de base y para generar una o más señales (650) que indican el movimiento; y
 5 un circuito (210) de control acoplado con el sensor (200) para recibir una o más señales que indican el movimiento, para realizar una operación de monitorización basada en las condiciones en base a la una o más señales y para generar selectivamente una señal de salida en base a la operación de monitorización basada en las condiciones,

caracterizada porque la operación de monitorización basada en las condiciones comprende la evaluación de la fatiga debida a precipitaciones, y en la que el sensor comprende al menos uno de: un sensor (310) de proximidad para detectar el movimiento de una brida del árbol principal (300), un conjunto de sensores (1110, 1120 , 1130) de proximidad orientados hacia el árbol (1100) para detectar el desplazamiento del árbol con respecto a un componente relativamente no deflector, dos sensores (310, 340) de proximidad orientados hacia el árbol y además en el que los dos sensores están separados aproximadamente 90° con respecto a un eje en sección transversal del árbol, cuatro sensores (310, 320, 330, 340) de proximidad orientados hacia el árbol, y además en la que los cuatro sensores están separados aproximadamente 90° con respecto al eje del árbol y dos pares de sensores de proximidad orientados hacia el árbol, y además en la que los dos pares de sensores están separados aproximadamente 90° con respecto a un eje en sección transversal del árbol.

2. La turbina eólica de la reivindicación 1, en la que la señal de salida generada selectivamente comprende proporcionar una representación visual de una vida útil restante estimada para el componente.

3. La turbina eólica de la reivindicación 1, en la que el sensor comprende al menos uno de: un acelerómetro conectado a una bancada, un sensor (1200) de proximidad conectado a un bastidor (1220) de referencia y a una caja (1210) de engranajes para medir el desplazamiento de la caja de engranajes, un sensor de proximidad para detectar el azimut de la pala de rotor y la velocidad de rotación, un sensor de proximidad conectado a un bastidor de referencia y una rueda dentada de la caja de engranajes para medir el desplazamiento de la rueda dentada de la caja de engranajes, un extensómetro unido a un buje, un sensor de proximidad conectado a una pala del rotor, y un extensómetro dispuesto dentro de un perno en T.

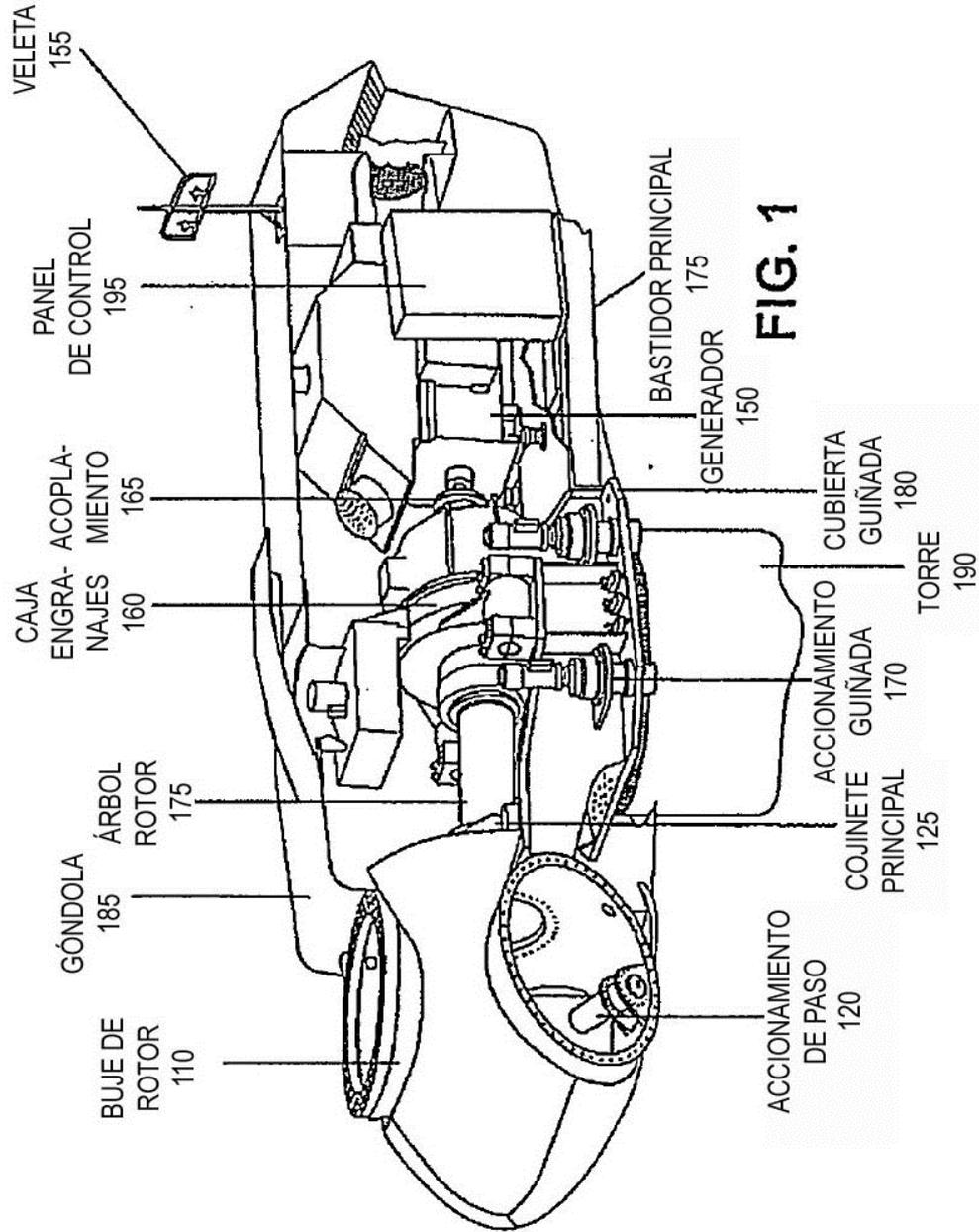
4. Un procedimiento de monitorización basado en las condiciones de la turbina eólica de cualquier reivindicación anterior, que comprende:

recibir señales desde un sensor (200) indicando el movimiento de un componente (175) de la turbina eólica; realizar un análisis de monitorización basado en las condiciones del componente de la turbina eólica utilizando las señales del sensor; y generar una salida que indica los resultados del análisis de monitorización basado en las condiciones proporcionando selectivamente una representación visual de una vida útil restante estimada para el componente;
caracterizado porque:

el análisis de monitorización basado en las condiciones comprende la evaluación de la fatiga debida a precipitaciones, y en el que el sensor comprende al menos uno de: un sensor (310) de proximidad para detectar el movimiento de una brida del árbol principal (300), un conjunto de sensores (1110, 1120 , 1130) de proximidad orientados hacia el árbol (1100) para detectar el desplazamiento del árbol con respecto a un componente relativamente no deflector, dos sensores (310, 340) de proximidad orientados hacia el árbol y además en el que los dos sensores están separados aproximadamente 90° con respecto a un eje en sección transversal del árbol, cuatro sensores (310, 320, 330, 340) de proximidad orientados hacia el árbol, y además en la que los cuatro sensores están separados aproximadamente 90° con respecto al eje del árbol y dos pares de sensores de proximidad orientados hacia el árbol, y además en la que los dos pares de sensores están separados aproximadamente 90° con respecto a un eje en sección transversal del árbol.

5. El procedimiento de la reivindicación 4, en el que el análisis de monitorización basado en las condiciones comprende realizar uno o más de: evaluación de fatiga, análisis de tendencias de fallo y diagnóstico.

6. El procedimiento de la reivindicación 4, en el que el sensor comprende al menos uno de: un acelerómetro conectado a una bancada, un sensor de proximidad conectado a un bastidor de referencia y a una caja de engranajes para medir el desplazamiento de la caja de engranajes, un sensor de proximidad para detectar el azimut de la pala de rotor y la velocidad de rotación, un sensor de proximidad conectado a un bastidor de referencia para medir el desplazamiento de la rueda dentada de la caja de engranajes, un extensómetro unido a un buje, un sensor de proximidad conectado a una pala del rotor, y un extensómetro dispuesto dentro de un perno en T.



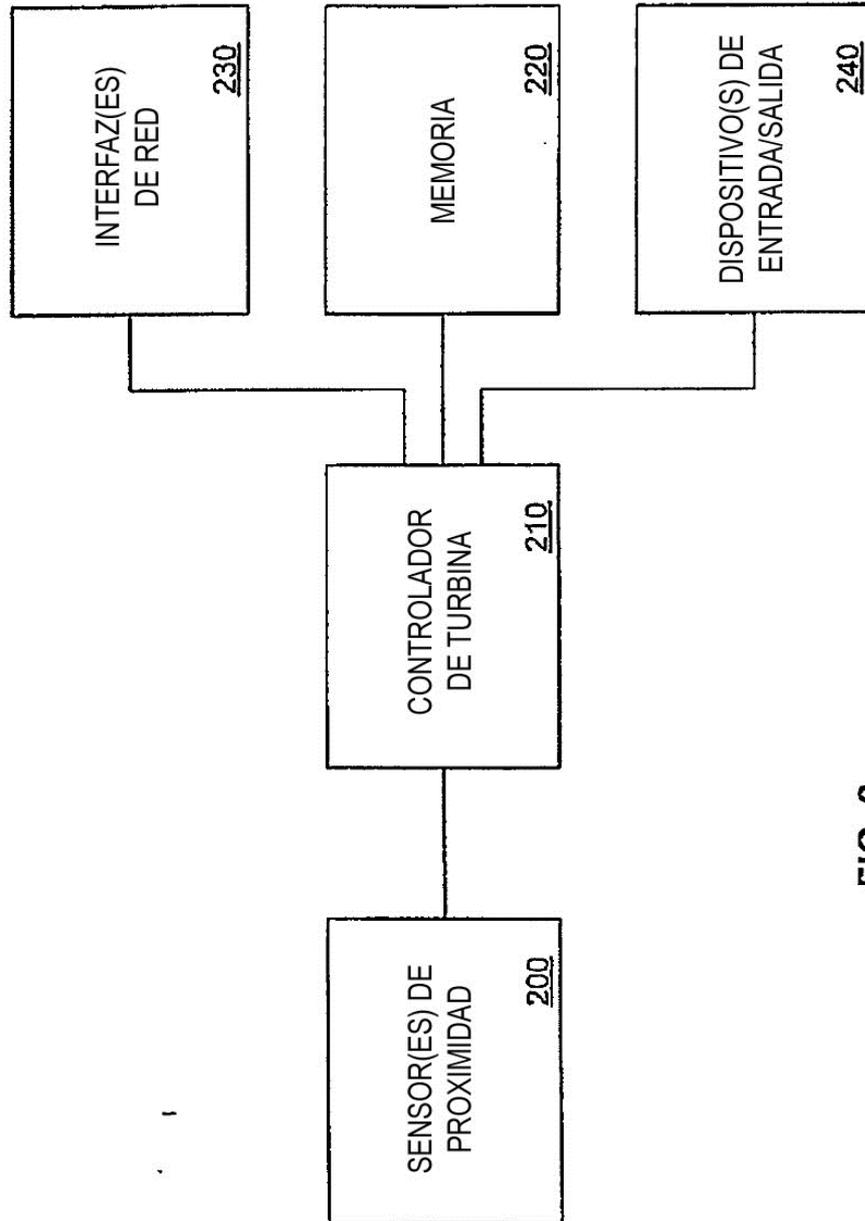


FIG. 2

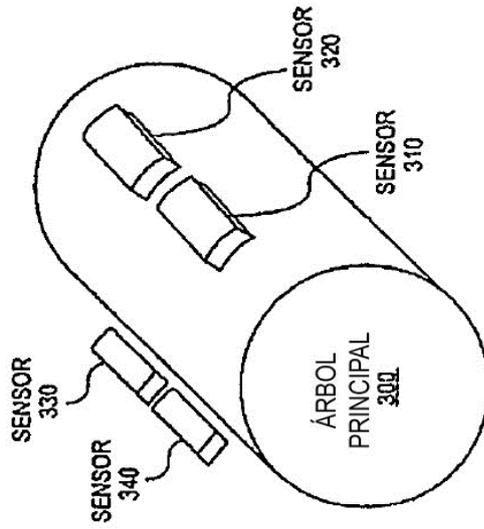


FIG. 4

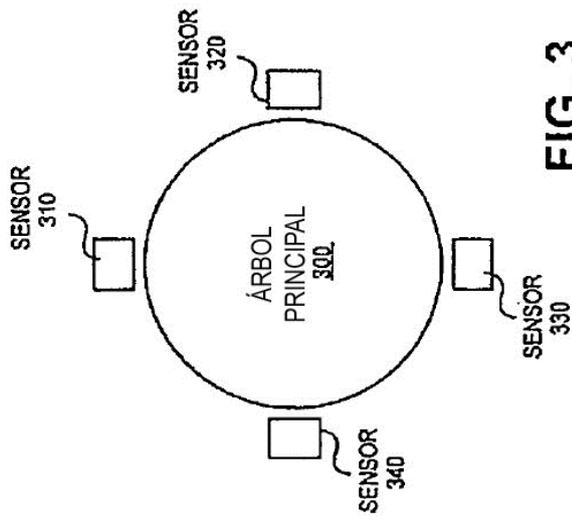


FIG. 3

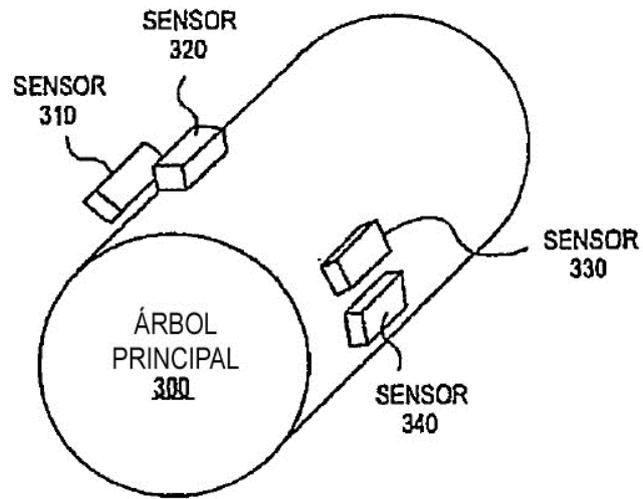


FIG. 5

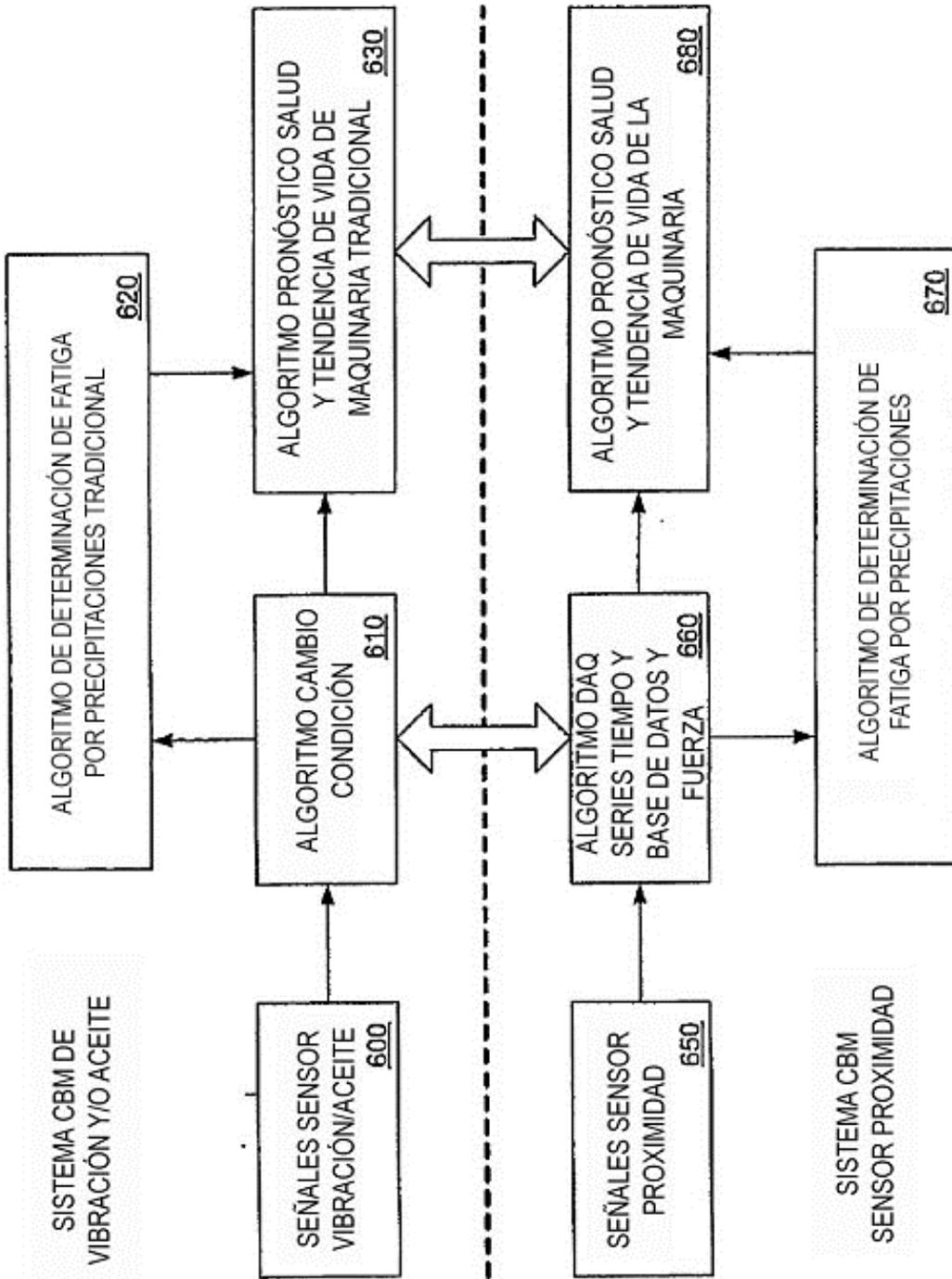


FIG. 6

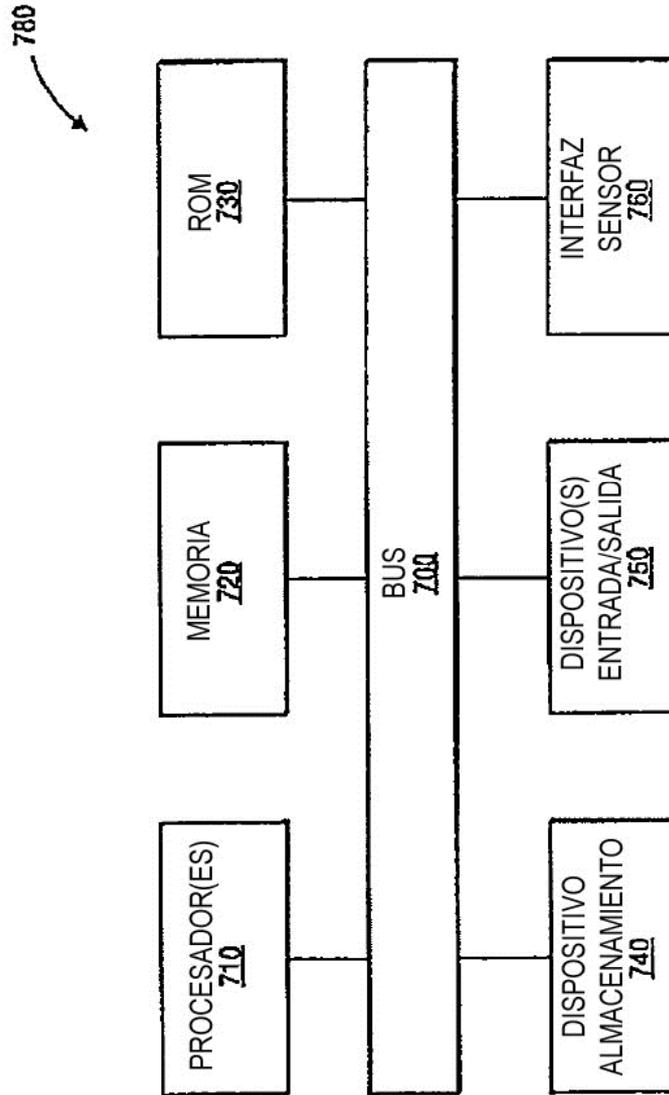


FIG. 7

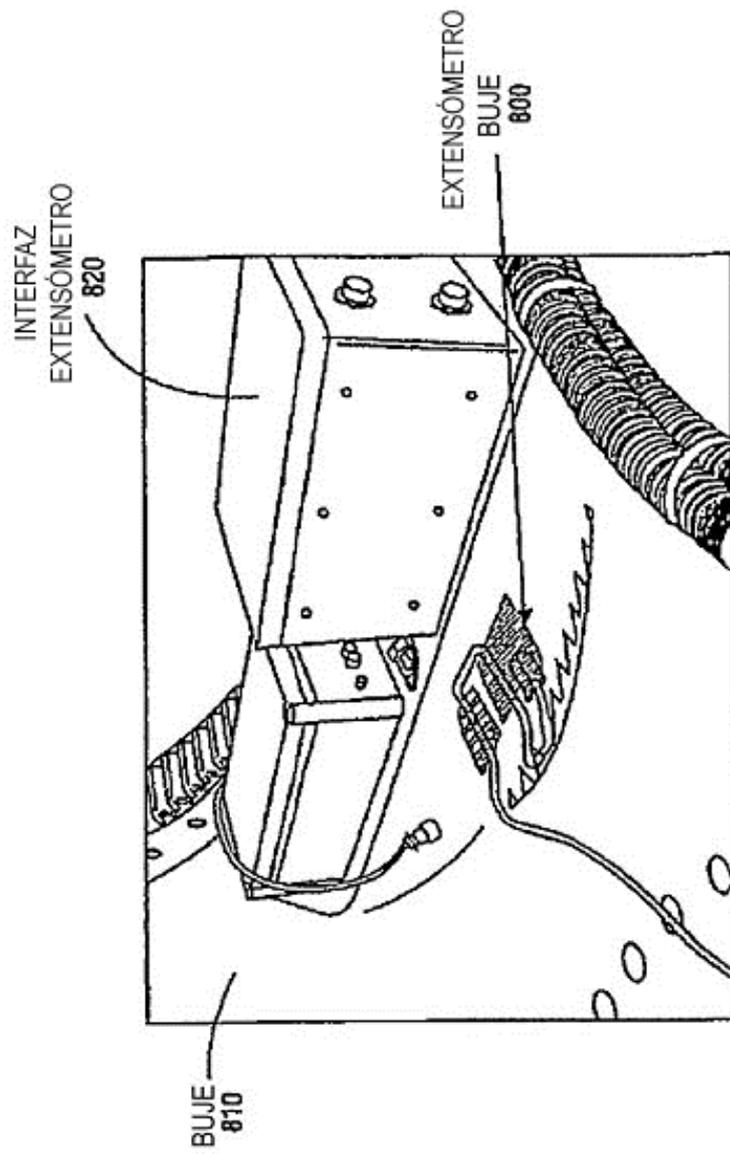


FIG. 8

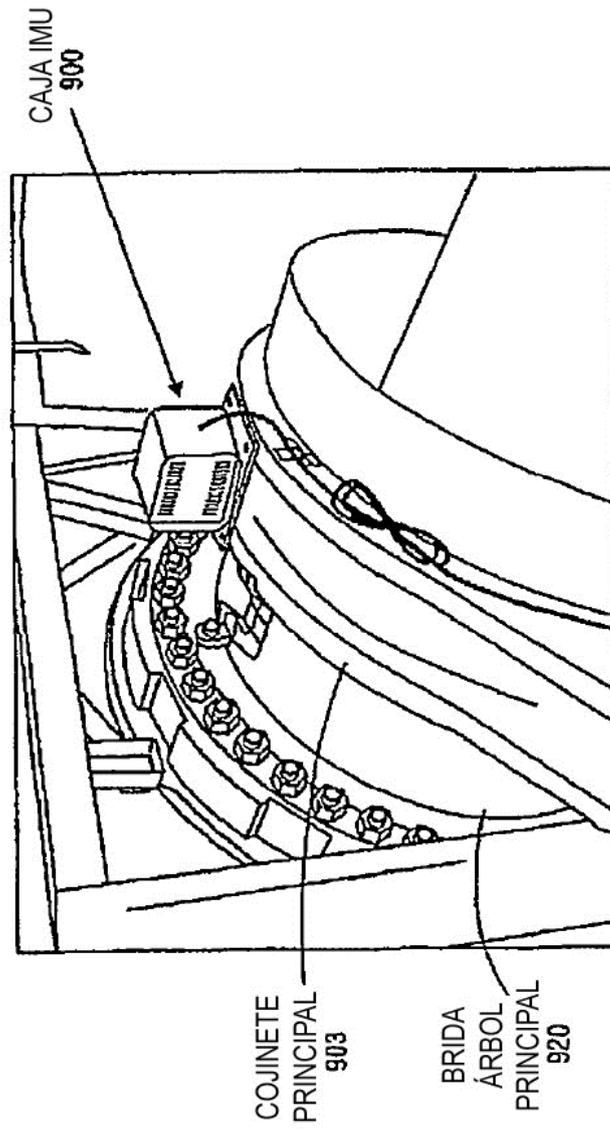


FIG. 9

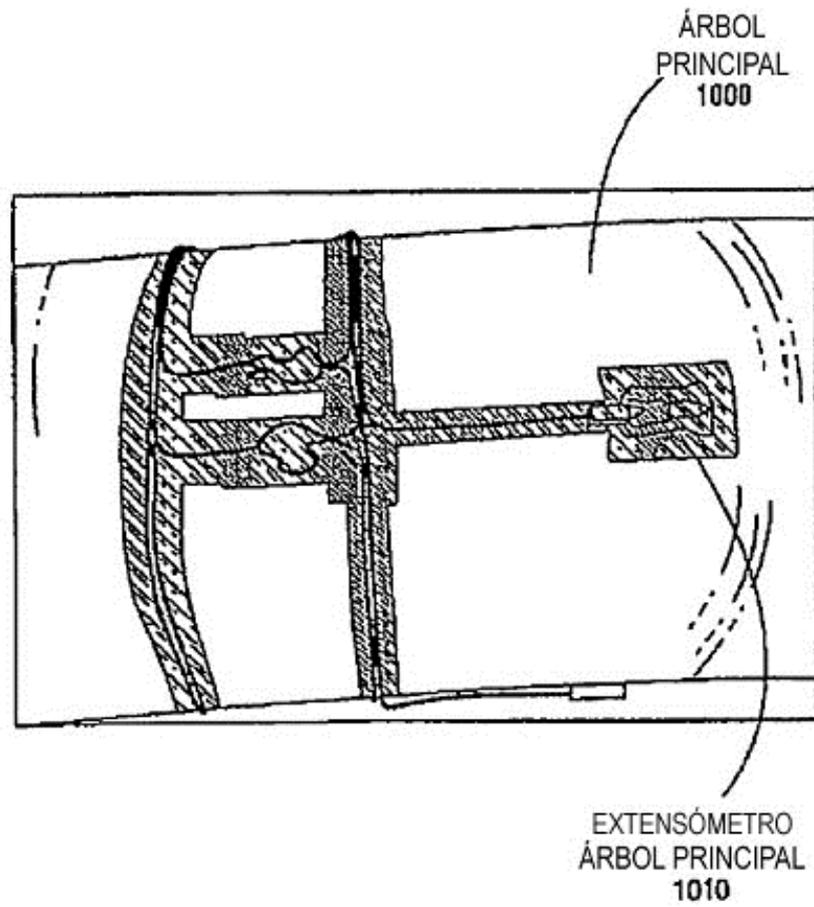


FIG. 10

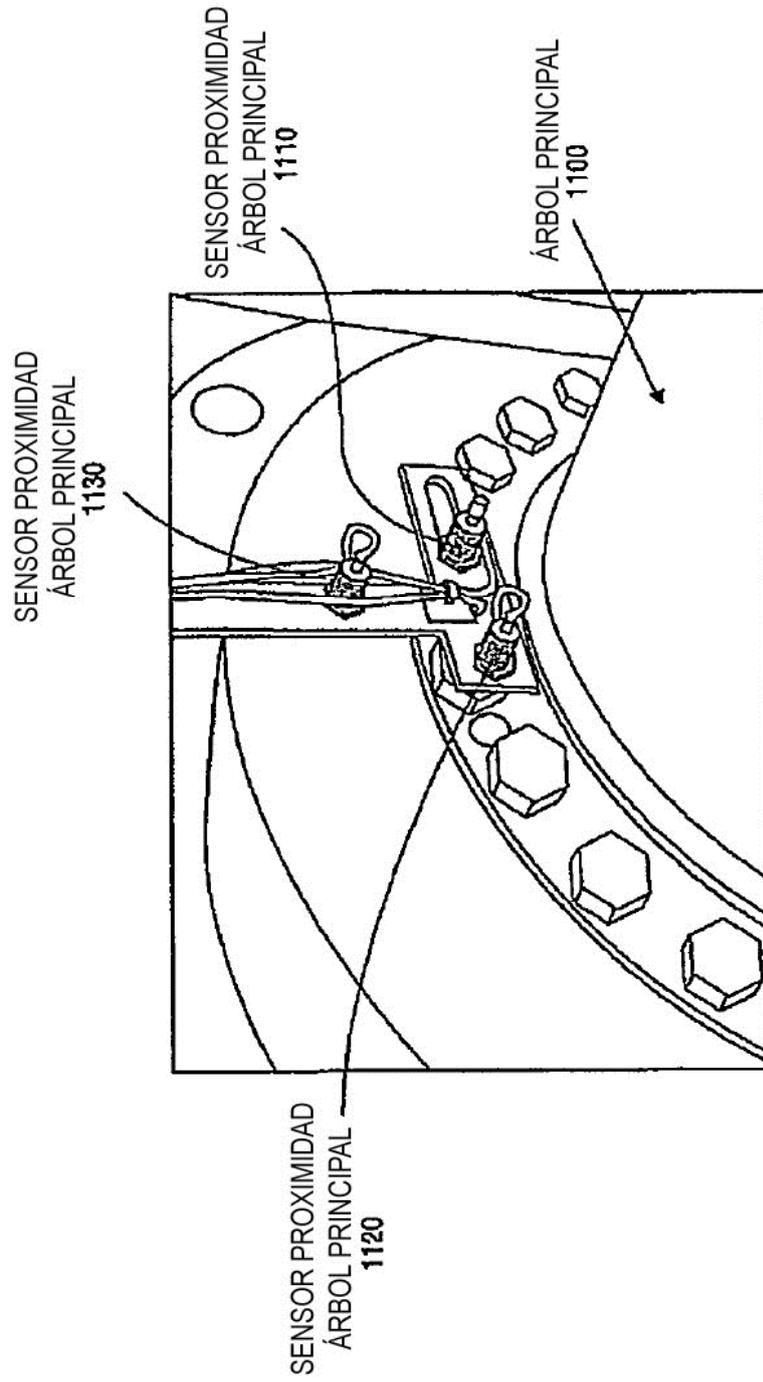


FIG. 11

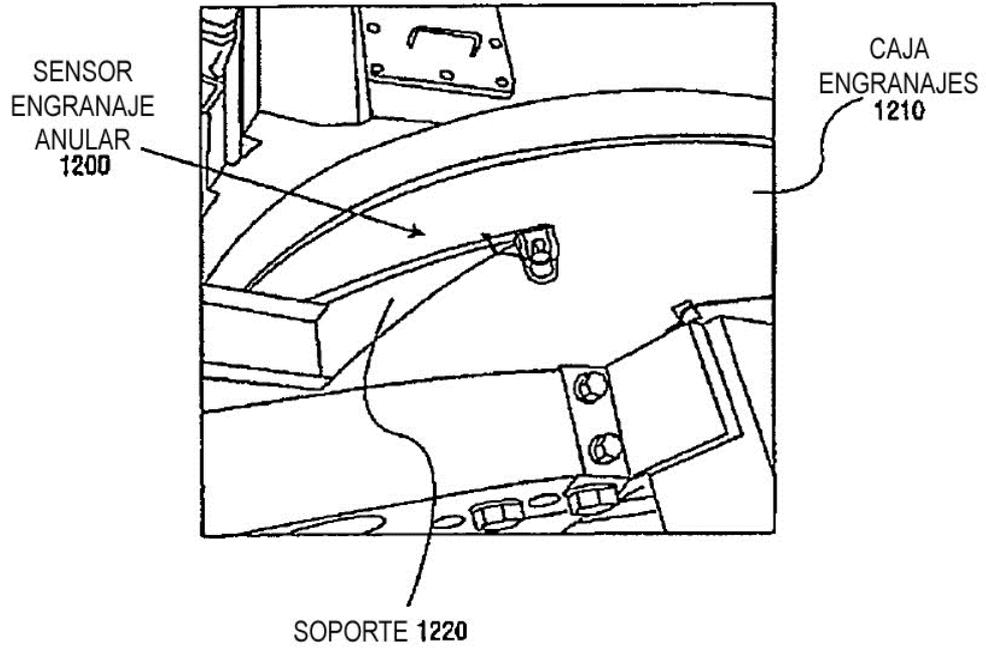


FIG. 12