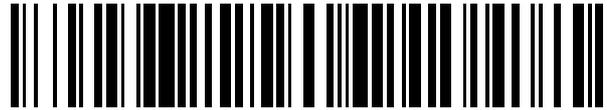


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 757 593**

51 Int. Cl.:

G01H 1/00

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.06.2015 E 15170132 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **31.07.2019 EP 2952860**

54 Título: **Sistema y procedimiento para proteger máquinas rotatorias**

30 Prioridad:

06.06.2014 US 201414298361

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

29.04.2020

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**CARDINAL, MARK EDWARD;
GANDHI, JIGNESH GOVINDLAL;
DEWEY, ROBERT J.;
CLOSE, RYAN SPENCER;
DINJUS, THOMAS ERNST;
MOVISCHOFF, BERNARDO ADRIAN y
KORIM, DAVID CHARLES**

74 Agente/Representante:

CONTRERAS PÉREZ, Yahel

ES 2 757 593 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 procedimiento para proteger máquinas rotatorias

- 5 La presente invención se refiere en general a máquinas rotatorias, y más particularmente a un sistema y procedimiento para proteger máquinas rotatorias usando un simple discriminador de frecuencia.
- 10 Las máquinas rotatorias incluyen, tales como grandes unidades de turbina-generator que tienen turbinas de gas, de vapor o eólicas que hacen girar generadores para producir energía eléctrica. La energía eólica se considera una de las fuentes de energía más limpias y respetuosas con el medio ambiente disponibles en la actualidad, y las turbinas eólicas han recibido cada vez más atención en este sentido. Una turbina eólica moderna normalmente incluye una torre, un generador, una multiplicadora, una góndola y un rotor. El rotor normalmente incluye un buje rotatorio que tiene una o más palas de rotor acopladas al mismo. Las
- 15 palas de rotor capturan energía cinética del viento utilizando principios de perfil aerodinámico conocidos. Las palas de rotor transmiten la energía cinética en forma de energía de rotación para hacer girar un eje que acopla las palas de rotor a una multiplicadora o, si no se utiliza una multiplicadora, directamente al generador. El generador entonces convierte la energía mecánica en energía eléctrica que puede ser desplegada a una red eléctrica de servicio público.
- 20 Durante la instalación y/u operación de una máquina rotatoria, es común que la máquina se desequilibre. Por ejemplo, durante la instalación de una turbina eólica, una marcación defectuosa de la pala en el cero (en inglés: faulty blade-zero marking) o grandes desplazamientos en el paso (en inglés: high pitch offsets) pueden provocar una vibración excesiva en el bastidor del generador. Además, las tolerancias de fabricación del generador hacen que tenga un desequilibrio de masa en torno a su eje longitudinal, lo que provoca vibraciones en el interior de la turbina eólica.
- 25 Las máquinas rotatorias están diseñadas para resistir una cierta cantidad de vibraciones; sin embargo, las vibraciones excesivas pueden provocar un desgaste en el futuro, o incluso un fallo repentino, de piezas o partes de la máquina. Además, el reemplazo de las piezas de la máquina rotatoria desgastadas por la vibración puede requerir que se tenga que desconectar o apagar la unidad, lo que aumenta tanto el tiempo como los gastos asociados con la máquina rotatoria. Por lo tanto, sería ventajoso detectar dichas vibraciones antes de que se produzcan dichos daños.
- 30 Para facilitar la prevención de daños en la máquina, los componentes de la máquina se monitorizan comúnmente para detectar problemas de rendimiento, por ejemplo, vibraciones excesivas que pueden causar fallos o daños en los componentes. Véase FR 2 692 668 para un sistema de monitorización de este tipo. Por ejemplo, ciertas tecnologías de control convencionales principalmente se centran en la utilización de un bucle de bloqueo de fase (PLL: phase lock loop), que es un sistema de control que genera una señal de output que tiene una fase que está relacionada con la fase de una señal de input. Por ejemplo, para una
- 35 turbina eólica, dicho sistema detecta una señal de vibración de un rotor que tiene una fase y la relaciona con una fase deseada para el rotor. A continuación, el sistema ajusta la señal de vibración para mantener las fases coincidentes o que se corresponden. Esta tecnología de control implica cálculos complejos y es sensible al ruido dentro de la señal de vibración que puede conducir a resultados sesgados o a la detección incorrecta de una frecuencia en particular en la señal de output.
- 40 En consecuencia, sería ventajoso un sistema y procedimiento mejorado que detecte las vibraciones excesivas e implemente una acción correctiva para proteger la máquina rotatoria antes de que se produzcan daños. Más en particular, un sistema y procedimiento mejorados para proteger una máquina rotatoria que aborda el problema antes mencionado sería bienvenido en la técnica.
- 45 En la siguiente descripción se expondrán en parte diversos aspectos y ventajas de la invención, o pueden resultar claros a partir de la descripción, o pueden ser aprendidos a través de la práctica de la invención.
- 50 La presente invención está definida por las reivindicaciones adjuntas.
- Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la siguiente descripción y a las reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que se incorporan y forman parte de esta especificación, ilustran formas de realización de la invención y, junto con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención. En los dibujos:
- 55 La figura 1 ilustra una vista en perspectiva de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;
- 60 La figura 2 ilustra una vista interna simplificada de una forma de realización de la góndola de una turbina eólica;
- 65

La figura 3 ilustra un diagrama esquemático de una forma de realización de un controlador de acuerdo con la presente divulgación;

5 La figura 4 ilustra un gráfico de una forma de realización de una premodulación de señal de vibración medida de acuerdo con la presente divulgación;

La figura 5 ilustra un diagrama esquemático de una forma de realización de un sistema para proteger una máquina rotatoria de acuerdo con la presente divulgación;

10 La figura 6 ilustra gráficos de una señal sinusoidal moduladora (parte superior) y una señal cosenoidal moduladora (parte inferior) de acuerdo con la presente divulgación;

15 La figura 7 ilustra gráficos de una señal de vibración medida que ha sido modulada en una forma de onda sinusoidal de una frecuencia conocida (parte superior) y una forma de onda cosenoidal de una frecuencia conocida (parte inferior) de acuerdo con la presente divulgación;

20 La figura 8 ilustra gráficos de una señal de vibración medida que ha sido modulada en una forma de onda sinusoidal de una frecuencia conocida y filtrada (parte superior) y una forma de onda cosenoidal de una frecuencia conocida y filtrada (parte inferior) de acuerdo con la presente divulgación; y

La figura 9 ilustra un diagrama de flujo de una forma de realización de un procedimiento para proteger una máquina rotatoria de acuerdo con la presente divulgación.

25 Por lo general, la presente divulgación está orientada a un sistema y procedimiento para identificar un desequilibrio dentro de una máquina rotatoria en un entorno de mucho ruido y proteger a la máquina rotatoria de daños causados por el desequilibrio. Más en particular, en una forma de realización, el sistema está configurado para medir la baja amplitud (pico a pico) de la primera frecuencia de excitación (IP) o velocidad de rotación de un rotor de una turbina eólica. Por ejemplo, al menos un sensor mide una señal de vibración dentro del rotor durante la operación de la turbina eólica, que normalmente opera en un entorno de mucho ruido y de componentes de corriente continua (CC). A continuación, el sistema modula la señal de datos con ruido a una frecuencia deseada para generar una señal modulada con el fin de convertir la señal de vibración en un valor de corriente continua (CC). De este modo, la señal modulada se puede filtrar fácilmente a través de un filtro de paso bajo. Después del filtrado, la amplitud de la señal filtrada puede ser fácilmente extraída y comparada con una amplitud umbral para el rotor de la turbina eólica. La amplitud umbral se selecciona de forma que se asegura la operación segura de la máquina, por lo tanto, si la amplitud de la señal modulada excede la amplitud umbral, se desactiva o desconecta la turbina eólica para evitar daños causados por la primera frecuencia de excitación (IP).

40 La presente divulgación tiene muchas ventajas que no se encuentran en la técnica citada. Por ejemplo, la divulgación actual no se limita a la detección de primeras frecuencias de excitación (IP), sino que puede detectar de forma fiable cualquier amplitud de baja frecuencia en un entorno de mucho ruido (por ejemplo, 2P, 3P, etc.). Además, la presente divulgación se puede implementar usando uno o más filtros simples de paso bajo y no requiere un filtrado complejo. Además, se debe entender que la siguiente descripción explica la presente divulgación en lo que se refiere a una turbina eólica, sin embargo, la presente divulgación se puede implementar con cualquier tipo de máquina rotatoria, que incluye pero no se limita a una turbina eólica, una turbina de gas, un generador hidroeléctrico, una turbina de vapor, o similar. Como tales, las figuras y la descripción pretenden ser ilustrativas de una forma de realización y no pretenden ser limitativas.

50 En referencia ahora a los dibujos, la figura 1 ilustra una vista en perspectiva de una forma de realización de una turbina eólica de velocidad variable 10 de acuerdo con la presente divulgación. Según se muestra, la turbina eólica 10 generalmente incluye una torre 12 que se extiende desde una superficie de soporte 14, una góndola 16 montada en la torre 12, y un rotor 18 acoplado a la góndola 16. El rotor 18 incluye un buje rotatorio 20 y al menos una pala de rotor 22 acoplada al buje 20 y que se extiende hacia afuera con respecto al buje 20. Por ejemplo, en la forma de realización ilustrada, el rotor 18 incluye tres palas de rotor 22. Sin embargo, en una forma de realización alternativa, el rotor 18 puede incluir más o menos de tres palas de rotor 22. Cada pala de rotor 22 puede estar espaciada alrededor del buje 20 para facilitar la rotación del rotor 18 y permitir que se transfiera la energía cinética del viento en forma de energía mecánica utilizable y, posteriormente, energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 puede estar acoplado de forma rotatoria a un generador eléctrico 24 (figura 2) situado dentro de la góndola 16 para permitir la producción de energía eléctrica.

60 La turbina eólica 10 también puede incluir un controlador de turbina eólica 26 centralizado dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otras formas de realización, el controlador 26 puede estar ubicado dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica o en un lugar externo de la turbina eólica. Además, el controlador 26 puede estar acoplado de forma comunicativa con cualquier número de componentes de la turbina eólica 10 con el fin de controlar la operación de dichos componentes y/o implementar una acción correctiva. Como tal, el controlador 26 puede incluir un sistema informático u otra unidad de procesamiento

adecuada. De este modo, en diversas formas de realización, el controlador 26 puede incluir instrucciones adecuadas legibles informáticamente que, cuando son implementadas, configuran el controlador 26 para que realice diversas funciones diferentes, tales como recibir, transmitir y/o ejecutar señales de control de turbina eólica. Por consiguiente, el controlador 26 generalmente se puede configurar para que controle los diversos modos de operación (por ejemplo, secuencias de arranque o apagado) y/o la disminución o mejora de la capacidad (en inglés: de-rating or up-rating) de la turbina eólica, lo cual se comentará con más detalle más adelante.

En referencia ahora a la figura 2, se ilustra una vista interna simplificada de una forma de realización de la góndola 16 de la turbina eólica 10 que se muestra en la figura 3. Según se muestra, un generador 24 puede estar situado dentro de la góndola 16. En general, el generador 24 puede estar acoplado al rotor 18 para producir energía eléctrica a partir de la energía rotacional generada por el rotor 18. Por ejemplo, según se muestra en la forma de realización ilustrada, el rotor 18 puede incluir un eje de rotor 34 acoplado al buje 20 para su rotación con el mismo. El eje de rotor 34 puede, a su vez, estar acoplado de forma rotatoria a un eje de generador 36 del generador 24 a través de una multiplicadora 38. Según se entiende en general, el eje de rotor 34 puede proporcionar un input de baja velocidad y alto par a la multiplicadora 38 como respuesta a la rotación de las palas de rotor 22 y del buje 20. La multiplicadora 38 puede entonces estar configurada para convertir el input de baja velocidad y alto par en un output de alta velocidad y bajo par para accionar el eje de generador 36 y, por lo tanto, el generador 24.

Cada pala de rotor 22 también puede incluir un mecanismo de ajuste de paso o pitch configurado para hacer rotar cada pala de rotor 22 alrededor de su eje de paso o pitch 28. Además, cada mecanismo de ajuste de paso o pitch 32 puede incluir un motor de control del paso o pitch 40 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico adecuado), una multiplicadora de control del paso o pitch 42, y un piñón de control del paso o pitch 44. En dichas formas de realización, el motor de control de paso 40 puede estar acoplado a la multiplicadora de control de paso 42 de modo que el motor de control de paso 40 imparte una fuerza mecánica a la multiplicadora de control de paso 42. De modo similar, la multiplicadora de control de paso o pitch 42 puede estar acoplada al piñón de control de paso 44 para su rotación con el mismo. El piñón de control de paso 44 puede, a su vez, estar en acoplamiento rotacional con un rodamiento de control de paso o pitch 46 acoplado entre el buje 20 y una correspondiente pala de rotor 22, de modo que la rotación del piñón de control de paso 44 provoca la rotación del rodamiento de control de paso 46. De este modo, en dichas formas de realización, la rotación del motor de control de paso o pitch 40 controla la multiplicadora de control de paso 42 y el piñón de control de paso 44, con lo que se causa la rotación del rodamiento de paso 46 y la pala de rotor 22 alrededor del eje de paso o pitch 28. De modo similar, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más mecanismos de control de orientación de la góndola respecto a un eje vertical (en inglés: yaw drive mechanisms) 66 acoplados de forma comunicativa con el controlador 26, estando configurado cada uno del uno o más mecanismos de control de orientación de la góndola 66 para cambiar el ángulo de la góndola 16 en relación con el viento (por ejemplo, engranando un rodamiento de orientación de la góndola 68 de la turbina eólica 10).

Además, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 para monitorizar diversas condiciones de carga y/o parámetros operacionales de la turbina eólica 10. Tal como se utiliza en el presente documento, el término "parámetro de carga" se puede referir a cualquier condición de carga adecuada y/o parámetro relacionado con una carga que actúa sobre la turbina eólica 10. Por ejemplo, las condiciones de carga pueden incluir, pero no se limitan a, cualquier carga o momento que actúa sobre una o una combinación de las palas de rotor 22, el rotor 18, el buje 20, la góndola 16, el eje principal 34, el generador 24, la torre 12 u otro componente similar de la turbina eólica 10. Además, el término "parámetro operacional" según se utiliza en el presente documento se puede referir a cualquier condición y/o parámetro operacional adecuado que está relacionado con la operación de la turbina eólica 10 para proporcionar información sobre el estado operacional actual o en tiempo real de la turbina eólica. Por ejemplo, las condiciones de operación pueden incluir, pero no se limitan a, una velocidad del rotor, una velocidad del generador, una posición de uno o más componentes de la turbina eólica 10, o armónicos de uno o más componentes de la turbina eólica 10, o similares.

En referencia a la figura 2, el uno o más sensores pueden incluir sensores de pala 48 para monitorizar las palas de rotor 22 (deflexiones, relación de velocidad de punta, etc.); sensores de generador 50 para monitorizar el par, la velocidad de rotación, la aceleración y/o la potencia de output del generador 24; sensores de viento 52 para monitorizar la velocidad del viento; y/o sensores de eje 54 para medir las cargas que actúan sobre el eje de rotor 34 y/o la velocidad de rotación del eje de rotor 34. Además, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más sensores de torre 56 para medir las cargas transmitidas a través de la torre 12 y/o la aceleración de la torre 12. Por supuesto, la turbina eólica 10 puede incluir además otros sensores adecuados para medir cualquier otro parámetro adecuado de carga y/o operacional de la turbina eólica 10. Por ejemplo, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 57 (por ejemplo, acelerómetros) para monitorizar la aceleración de la multiplicadora 38 y/o la aceleración de uno o más componentes estructurales de la cabeza de la máquina (en inglés: machine head) (por ejemplo, el bastidor del generador, el bastidor principal o la placa de base o soporte, etc.).

Se debe entender que los sensores descritos en este documento pueden ser cualesquiera sensores adecuados conocidos en la técnica. Por ejemplo, los sensores pueden incluir un sensor de proximidad, un sensor de presión, un acelerómetro, una galga extensométrica, un codificador de velocidad, una unidad de medición inercial en miniatura (MIMU: Miniature Inertial Measurement Unit), un sensor de vibraciones, una unidad de medición inercial en miniatura (MIMU) y/o cualesquiera otros sensores adecuados. Según se entiende en general, las unidades de medición inercial en miniatura MIMU pueden incluir cualquier combinación de acelerómetros tridimensionales (3-D), giroscopios 3-D y magnetómetros 3-D y, por lo tanto, cuando están montados en y/o dentro de una pala de rotor 22, pueden ser capaces de proporcionar diversos tipos de mediciones relacionadas con la pala, tales como mediciones de la orientación de la pala en 3D (inclinación, balanceo, guiñada; en inglés: pitch, roll, yaw), mediciones de la aceleración de la pala en 3D, mediciones de la velocidad de giro en 3D, mediciones del campo magnético en 3D y/o similares. Según se describirá más adelante, dichas mediciones pueden ser transmitidas al controlador 26 y posteriormente analizadas para determinar valores en tiempo real para uno o más de los parámetros de carga y/u operacionales.

Se debe apreciar que, tal como se utiliza en el presente documento, el término "monitor" y variaciones del mismo indican que los diversos sensores de la turbina eólica 10 pueden estar configurados para proporcionar una medición directa de los parámetros que se están monitorizando o una medición indirecta de dichos parámetros. De este modo, los sensores pueden, por ejemplo, ser usados para generar señales relacionadas con la condición que se está monitorizando, las cuales pueden ser utilizadas por el controlador 26 para determinar la condición real. Por ejemplo, según se ha indicado anteriormente, se pueden utilizar sensores de unidad de medición inercial en miniatura para monitorizar uno o más parámetros de carga y/u operacionales, proporcionando diversas mediciones tridimensionales, que luego se pueden correlacionar con la condición o condiciones de carga y/u operacionales.

En referencia ahora a la figura 3, se ilustra un diagrama de bloques de una forma de realización de componentes adecuados que se pueden incluir en el controlador 26 de acuerdo con aspectos de la presente materia. Según se muestra, el controlador 26 puede incluir uno o más procesadores 58 y uno o más dispositivos de memoria asociados 60 configurados para realizar una diversidad de funciones implementadas informáticamente (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares y almacenar datos relevantes tal como se indica en el presente documento). Además, el controlador 26 también puede incluir un módulo de comunicaciones 62 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los distintos componentes de la turbina eólica 10. El módulo de comunicaciones 62 puede incluir, sin limitarse a, un controlador de interfaz de red (NIC: network interface controller), un adaptador de red, un transceptor, y/o cualquier dispositivo de comunicación adecuado que permita al controlador 26 operar según se describe en el presente documento. El módulo de comunicaciones 62 se puede conectar a una red (no mostrada) y/o a uno o más sistemas de comunicación de datos utilizando cualquier protocolo de comunicación adecuado, tal como un protocolo Ethernet por cable o un protocolo Ethernet inalámbrico. Además, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir una interfaz de sensores 64 (por ejemplo, uno o más convertidores analógico-digital) para permitir que las señales transmitidas por los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 (tales como parámetros de carga y/u operacionales) sean convertidas en señales que puedan ser entendidas y procesadas por los procesadores 58 según se comentará de forma más detallada a continuación. Se debe tener en cuenta que los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 se pueden acoplar de forma comunicativa al módulo de comunicaciones 62 utilizando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, según se muestra en la figura 3, los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 están acoplados a la interfaz de sensores 64 mediante una conexión por cable. Sin embargo, en otras formas de realización, los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 pueden ser acoplados a la interfaz de sensores 64 a través de una conexión inalámbrica, utilizando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica.

Durante la puesta en marcha y/u operación de la turbina eólica 10, la rotación del rotor 18 induce vibraciones en diversos componentes de la turbina eólica. Además, las turbinas eólicas y máquinas rotatorias típicas, tal y como se describen en el presente documento, operan en un entorno de mucho ruido. Este tipo de entorno suele generar señales de datos que tienen una baja relación señal/ruido, por ejemplo, inferior a 1:1. La relación señal/ruido, tal y como se describe en el presente documento, se define generalmente como la relación del nivel de una señal deseada respecto al nivel de ruido de fondo. Por lo tanto, una relación señal/ruido baja (inferior a 1:1) indica menos señal que ruido y una relación superior a 1:1 indica más señal que ruido. A pesar de que el sistema y el procedimiento de la presente divulgación se describen en el presente documento como adecuados para entornos de mucho ruido, los expertos en la materia deben entender que la presente divulgación también es adecuada para cualesquiera otros entornos.

Los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 están configurados para detectar y medir vibraciones y transmitir una señal representativa de las mediciones de vibraciones para al menos una revolución de la turbina eólica 10 al controlador 26 para su procesamiento y/o análisis. Por ejemplo, la figura 4 ilustra una forma de realización de una señal de vibración medida 75 de acuerdo con la presente divulgación. Según se muestra, la señal de vibración 75 normalmente incluye una pluralidad de componentes de frecuencia, tales como, sin limitarse a, una o más frecuencias de vibración del rotor, y/o una o más frecuencias de ruido. En ciertas formas de

realización, la señal de vibración 75 puede ser inicialmente filtrada con el fin de eliminar contenido de frecuencia no deseado antes de la modulación para disminuir el solapamiento (en inglés: aliasing) en las señales de modulación. Más en particular, en una forma de realización, la señal de vibración 75 puede ser filtrada inicialmente a través de al menos uno de entre un filtro de paso banda (en inglés: band-pass filter) o de paso alto (en inglés: high-pass filter). Además, se puede eliminar de la señal de vibración cualquier desplazamiento de CC 72 antes de que sea más procesada y/o analizada.

En referencia ahora a la figura 5, el procesador 58 está configurado para recibir datos de sensor 70 (por ejemplo, señal de vibración 75) procedente de al menos uno de los sensores 48, 50, 52, 54, 56, 57 durante la operación de la turbina eólica 10 de tal manera que la señal 75 puede ser más procesada y/o analizada. La señal de vibración puede entonces ser modulada a una frecuencia deseada para generar una o más señales moduladas con el fin de convertir la señal de vibración en un valor de CC. Por ejemplo, según se muestra, el procesador 58 incluye un modulador de frecuencia 80 que está configurado para recibir la señal de vibración 75 y variar sistemáticamente la frecuencia de la señal 75 utilizando un algoritmo adecuado. Más en particular, según se muestra en las figuras 5 y 6, el modulador de frecuencia 80 modula la señal de vibración 75 a una frecuencia deseada de ciertas formas de onda sinusoidal y cosenoidal 82, 84. En una forma de realización en particular, el modulador de frecuencia 80 está configurado para multiplicar la frecuencia de la señal de vibración 75 con la frecuencia deseada de las formas de onda sinusoidal y cosenoidal 82, 84 para determinar una o más señales moduladas. En ciertas formas de realización, la frecuencia deseada de las formas de onda sinusoidal y cosenoidal 82, 84 varía en función de un parámetro operacional de la turbina eólica 10. Por ejemplo, en una forma de realización, la frecuencia deseada de las formas de onda sinusoidal y cosenoidal 82, 84 puede corresponder a un parámetro operacional variable de la turbina eólica 10, tal como la velocidad del rotor y/o del generador 78, una posición de uno o más componentes de la turbina eólica 10, armónicos de uno o más componentes de la turbina eólica 10, o cualquier otro parámetro operacional adecuado o una combinación de los mismos. Más en particular, según se muestra en la forma de realización ilustrada de la figura 5, la posición del rotor 74 de la turbina eólica 10 se puede calcular mediante el integrador 76 que integra la velocidad del generador de alta resolución 78 escalada con respecto a la velocidad del rotor.

De este modo, cuando la señal medida 75 es modulada a la frecuencia deseada, la señal medida es convertida en valores de CC (es decir, la señal o señales moduladas 83, 85) que pueden ser filtradas fácilmente, según se muestra en la figura 7. Más en particular, la modulación de la señal de vibración 75 mueve la señal deseada a un valor de CC, lo que hace que la señal sea más fácil de filtrar utilizando un simple filtro de paso bajo (según se comentará de forma más detallada más adelante). Las frecuencias no deseadas también se desplazan a otras frecuencias, pero serán eliminadas por el filtro de paso bajo. Además, según se muestra, la señal de vibración original 75 es modulada a ciertas frecuencias deseadas para generar una señal modelada sinusoidal 83 y una señal modelada cosenoidal 85. Por lo tanto, según se muestra en la figura 4, la señal o señales moduladas 83, 85 pueden ser atenuadas y filtradas para extraer la amplitud 96 de la frecuencia de la señal de vibración original. Más en particular, el modulador de frecuencia 80 está configurado para determinar un factor de atenuación 86 que genera automáticamente una constante de tiempo para el conjunto de filtros 88 en función de la velocidad del rotor.

En referencia todavía a la figura 5, el conjunto de filtros 88 incluye uno o más filtros de paso bajo (LPF: low pass filters) que están configurados para filtrar la señal o señales moduladas 83, 85. Por ejemplo, según se muestra, el filtro de paso bajo 90 se utiliza para filtrar la señal modulada cosenoidal 85 y el filtro de paso bajo 92 se utiliza para filtrar la señal modulada sinusoidal 83, para un total de dos filtros de paso bajo. En otras formas de realización adicionales, el conjunto de filtros 88 puede incluir más de dos o menos de dos filtros de paso bajo. En formas de realización adicionales, se debería entender que se puede utilizar cualquier número de filtros de paso bajo. Además, los expertos en la materia deben entender que el número de filtros se puede elegir de manera que se maximice el rechazo de CC (en inglés: DC rejection), al mismo tiempo que se equilibra el aumento del desplazamiento de fase y el tamaño de muestra requerido. Un filtro de paso bajo, según se describe en el presente documento, es un filtro que pasa señales de baja frecuencia y atenúa (es decir, reduce la amplitud de) señales con frecuencias superiores a la frecuencia de corte o desconexión. De este modo, en una forma de realización, la señal o señales moduladas 83, 85, que incluyen la componente de CC de baja frecuencia de la señal de vibración original 75, puede ser fácilmente filtrada para eliminar cualesquiera señales de alta frecuencia, según lo muestran las señales filtradas 93, 95 de la figura 8.

Después del filtrado, el procesador 58 puede extraer fácilmente la amplitud de la señal filtrada a través de un procesador de output de filtro 94. Por ejemplo, según se muestra en la forma de realización de la figura 5, las señales de output del conjunto de filtros 88, que incluyen la señal modulada cosenoidal filtrada 85 y la señal modulada sinusoidal filtrada 83, pueden ser elevadas al cuadrado y sumadas para determinar una señal de output. En una forma de realización en particular, el procesador 58 calcula entonces la raíz cuadrada de la señal de output y la multiplica por dos para determinar la amplitud 96 de la señal. A continuación, el procesador 58 compara la amplitud 96 de la señal de output con una amplitud umbral para uno o más componentes de la turbina eólica 10. La amplitud umbral es indicativa de un desequilibrio dentro de uno o más componentes de la turbina eólica 10 y, por lo tanto, es seleccionada de forma que se garantice

una operación segura de la turbina eólica 10. En una forma de realización, por ejemplo, el procesador 58 determina la amplitud umbral en base a una o más mediciones de campo que son indicadores de operación segura de la turbina eólica. Más en particular, en una forma de realización en particular, la amplitud umbral se determina primero equilibrando perfectamente o casi perfectamente la turbina eólica 10. Después de equilibrar la turbina eólica 10, los sensores se configuran para medir una o más oscilaciones iniciales que se producen durante la puesta en marcha y/u operación de la turbina eólica 10. El procesador 58 puede entonces almacenar opcionalmente la información en el dispositivo de memoria 60. A continuación, el procesador 58 altera uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica 10 y mide al menos una oscilación posterior de la turbina eólica 10 en respuesta a la alteración de uno o más parámetros. De este modo, el procesador 58 está configurado para determinar una diferencia entre las oscilaciones iniciales y las posteriores. En base a esta diferencia, el procesador 58 determina la amplitud umbral para uno o más componentes de la turbina eólica 10. En formas de realización adicionales, la amplitud umbral se puede determinar utilizando cualquier otro medio adecuado, por ejemplo, utilizando un modelo informático, utilizando datos de turbinas eólicas similares en parques eólicos similares, etc.

Después de determinar la amplitud 96 de la señal filtrada, el controlador 26 está configurado para operar la turbina eólica 10 en base a la comparación de la amplitud 96 y la amplitud umbral para proteger la turbina eólica 10 de daños causados por un desequilibrio dentro de uno o más componentes de la turbina eólica. Por ejemplo, si la amplitud 96 de la señal de output filtrada excede la amplitud umbral, el controlador 26 está configurado para implementar una acción correctiva 98 en la turbina eólica 10. En diversas formas de realización, la acción correctiva 98 puede incluir parar o desconectar la turbina eólica 10 o reducir temporalmente la capacidad de la turbina eólica 10 para permitir que las cargas que actúan en uno o más de los componentes de la turbina eólica se reduzcan o controlen de otro modo. Por ejemplo, la reducción de la capacidad de la turbina eólica 10 puede incluir una reducción de la velocidad, una reducción del par o una combinación de ambas, o cambiar el paso de una o más de las palas de rotor 22 en torno a su eje de paso o pitch 28. Más en particular, el controlador 26 generalmente puede controlar cada mecanismo de ajuste del paso o pitch 32 con el fin de alterar el ángulo de paso de cada pala de rotor 22 entre 0 grados (es decir, una posición de potencia de la pala de rotor 22) y 90 grados (es decir, una posición de bandera de la pala de rotor 22). En aún otra forma de realización, se puede reducir temporalmente la capacidad de la turbina eólica 10 modificando la demanda de par en el generador 24. En general, la demanda de par se puede modificar utilizando cualquier procedimiento, proceso, estructura y/o medio adecuado conocido en la técnica. Por ejemplo, en una forma de realización, la demanda de par en el generador 24 se puede controlar utilizando el controlador 26 que transmite una señal/comando de control adecuada al generador 24 para modular el flujo magnético producido dentro del generador 24. También se puede reducir temporalmente la capacidad de la turbina eólica 10 orientando (en inglés: yawing) la góndola 16 para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto a la dirección del viento. En otras formas de realización, el controlador 26 puede estar configurado para accionar uno o más frenos mecánicos para reducir la velocidad de rotación de las palas de rotor 22, reduciendo de este modo la carga de los componentes. En formas de realización aún adicionales, la reducción de la capacidad de la turbina eólica 10 puede incluir activar por parte del controlador 26 uno o más elementos modificadores del flujo de aire en una o más de las palas de rotor 22. Por ejemplo, el controlador 26 puede activar uno o más alerones o flaps en la superficie de una o más de las palas de rotor 22. Además, el controlador 26 puede estar configurado para implementar cualquier acción correctiva apropiada conocida en la técnica. En formas de realización aún más adicionales, se pueden reducir las cargas en componentes de la turbina eólica realizando una combinación de dos o más acciones correctivas, tales como la alteración del ángulo de paso de una o más de las palas de rotor 22 junto con la modificación de la demanda de par en el generador 24.

En referencia ahora a la figura 9, se ilustra un diagrama de flujo de un procedimiento de ejemplo 100 de protección para identificar una condición de desequilibrio dentro de una máquina rotatoria en un entorno de mucho ruido. En una forma de realización de ejemplo, se almacenan instrucciones y/o datos para el procedimiento 100 en un medio legible informáticamente, tal como un dispositivo de memoria 60 (figura 3), y las instrucciones son ejecutadas por un procesador 58 (figura 3) para realizar las etapas del procedimiento 100. Según se muestra, el procedimiento 100 incluye una etapa 102 de medir, por parte de al menos un sensor, una señal de vibración durante la operación de la máquina rotatoria. Una etapa siguiente 104 incluye modular la señal de vibración a una frecuencia deseada para generar una señal modulada con el fin de convertir la señal de vibración en un valor de CC, en el que la frecuencia deseada varía en función de un parámetro operacional de la máquina rotatoria. Otra etapa 106 incluye filtrar la señal modulada a través de uno o más sensores. El procedimiento 100 también incluye una etapa 108 de comparar una amplitud de la señal filtrada con una amplitud umbral para uno o más componentes de la máquina rotatoria, siendo la amplitud umbral indicativa de un desequilibrio dentro de uno o más componentes de la máquina rotatoria. El procedimiento 100 también puede incluir una etapa 110 de operar la máquina rotatoria en base a la comparación para proteger la máquina rotatoria de daños causados por el desequilibrio dentro del uno o más componentes de la máquina rotatoria.

Antes se han descrito en detalle unas formas de realización de procedimientos y sistemas de ejemplo para proteger una máquina rotatoria en un entorno de mucho ruido. Los procedimientos y sistemas no se limitan a las formas de realización específicas descritas en el presente documento, sino que los componentes de

5 los sistemas y/o etapas de los procedimientos se pueden utilizar de forma independiente y separada de otros componentes y/o etapas descritos en el presente documento. Por ejemplo, los procedimientos también se pueden utilizar en combinación con otros sistemas y procedimientos de medición, y no se limitan sólo a la práctica con las máquinas rotatorias descritas en el presente documento. Más bien, la forma de realización de ejemplo se puede implementar y utilizar en conexión con muchas otras aplicaciones de sistemas de energía.

10 Aunque las características específicas de diversas formas de realización de la invención se pueden mostrar en algunos dibujos y no en otros, esto es sólo por motivos de conveniencia. De acuerdo con los principios de la invención, cualquier característica de un dibujo puede ser referenciada y/o reivindicada en combinación con cualquier característica de cualquier otro dibujo.

15 Esta descripción escrita utiliza ejemplos para divulgar la invención, que incluyen el modo preferido, y también para permitir a cualquier persona experta en la materia llevar a la práctica la invención, que incluye fabricar y usar cualesquiera dispositivos o sistemas y realizar cualesquiera procedimientos incorporados. El alcance patentable de la invención es definido por las reivindicaciones, y puede incluir otros ejemplos que se les ocurran a los expertos en la materia. Se pretende que estos otros ejemplos estén dentro del alcance de las reivindicaciones si incluyen elementos estructurales que no difieren del lenguaje literal de las reivindicaciones, o si incluyen elementos estructurales equivalentes con diferencias insustanciales con respecto a los lenguajes literales de las reivindicaciones.

20

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (100) para identificar una condición de desequilibrio dentro de una máquina rotatoria que comprende un rotor en un entorno de mucho ruido, comprendiendo el procedimiento (100):
 5 medir, por parte de al menos un sensor, una señal de vibración (75) durante la operación de la máquina rotatoria;
 modular la señal de vibración (75) a una frecuencia deseada para generar una señal modulada que tiene un valor de corriente continua (CC), en el que la frecuencia deseada varía en función de un parámetro operacional de la máquina rotatoria; **caracterizado por:**
 10 determinar un factor de atenuación (86) en base a una velocidad del rotor;
 filtrar la señal modulada a través de uno o más filtros que tienen una constante de tiempo que se genera automáticamente a partir del factor de atenuación (86); y
 comparar una amplitud (96) de la señal filtrada con una amplitud umbral para uno o más componentes de la máquina rotatoria, siendo la amplitud umbral indicativa de un desequilibrio dentro de uno o más componentes de la máquina rotatoria.
 15
2. El procedimiento (100) de la reivindicación 1, que comprende además implementar una acción correctiva a la máquina rotatoria cuando la amplitud (96) de la señal filtrada excede la amplitud umbral para proteger a la máquina rotatoria de daños causados por el desequilibrio dentro del uno o más componentes de la máquina rotatoria.
 20
3. El procedimiento (100) de la reivindicación 2, en el que la acción correctiva comprende al menos una de entre parar o desconectar la máquina rotatoria o reducir la capacidad de la máquina rotatoria.
 25
4. El procedimiento (100) de una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que modular la señal de vibración (75) comprende multiplicar la frecuencia de la señal de vibración (75) por sinusoidales de la frecuencia deseada.
 30
5. El procedimiento (100) de una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el uno o más filtros comprenden al menos un filtro de paso bajo (90, 92).
 35
6. El procedimiento (100) de una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el parámetro operacional de la máquina rotatoria comprende al menos uno de entre una velocidad de la máquina rotatoria, una posición de uno o más componentes de la máquina rotatoria, o armónicos de uno o más componentes de la máquina rotatoria.
 40
7. El procedimiento (100) de una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además filtrar la señal de vibración (75) antes de modular la señal de vibración (75) a través de al menos uno de entre un filtro de paso banda o un filtro de paso alto.
 45
8. El procedimiento (100) de una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el al menos un sensor comprende al menos uno de entre un sensor de proximidad, un acelerómetro, una galga extensométrica, un codificador de velocidad, una unidad de medición inercial en miniatura (MIMU), o un sensor de vibraciones
 50
9. El procedimiento (100) de una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además determinar la amplitud umbral en base a una o más mediciones de campo que son indicadores de la operación segura de la máquina rotatoria, en el que determinar la amplitud umbral en base a una o más mediciones de campo comprende además:
 55 equilibrar la máquina rotatoria;
 medir una o más oscilaciones iniciales durante la operación de la máquina rotatoria;
 alterar uno o más parámetros operacionales de la máquina rotatoria;
 medir una o más oscilaciones subsiguientes de la máquina rotatoria en respuesta a la alteración del uno o más parámetros operacionales de la máquina rotatoria;
 60 determinar una diferencia entre las oscilaciones iniciales y las oscilaciones subsiguientes; y
 en base a la diferencia, determinar la amplitud umbral para uno o más componentes de la máquina rotatoria.
 65
10. El procedimiento (100) de una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la máquina rotatoria comprende al menos una de entre una turbina eólica (10), una turbina de gas, un generador hidroeléctrico o una turbina de vapor.
11. Un sistema para proteger una máquina rotatoria en un entorno de mucho ruido, comprendiendo el sistema:
 65 uno o más sensores configurados para medir una señal de vibración (75) durante la operación de la máquina rotatoria;

un procesador (58) acoplado de forma comunicativa con el uno o más sensores, estando el procesador (58) configurado para realizar una o más operaciones, comprendiendo las operaciones:

modular la señal de vibración (75) a una frecuencia deseada para generar una señal modulada que tiene un valor de corriente continua (CC), en el que la frecuencia deseada varía en función de un parámetro

5 operacional de la máquina rotatoria, **caracterizado por:**

determinar un factor de atenuación (86) en base a una velocidad del rotor;

filtrar la señal modulada a través de uno o más filtros que tienen una constante de tiempo que se genera automáticamente a partir del factor de atenuación (86); y

10 comparar una amplitud (96) de la señal filtrada con una amplitud umbral para uno o más componentes de la máquina rotatoria, siendo la amplitud umbral indicativa de un desequilibrio dentro de uno o más componentes de la máquina rotatoria; y

un controlador (26) acoplado de forma comunicativa con el procesador (58), estando el controlador (26) configurado para realizar una o más operaciones, comprendiendo las operaciones:

15 operar la máquina rotatoria en base a la comparación para proteger a la máquina rotatoria de daños causados por el desequilibrio dentro del uno o más componentes de la máquina rotatoria.

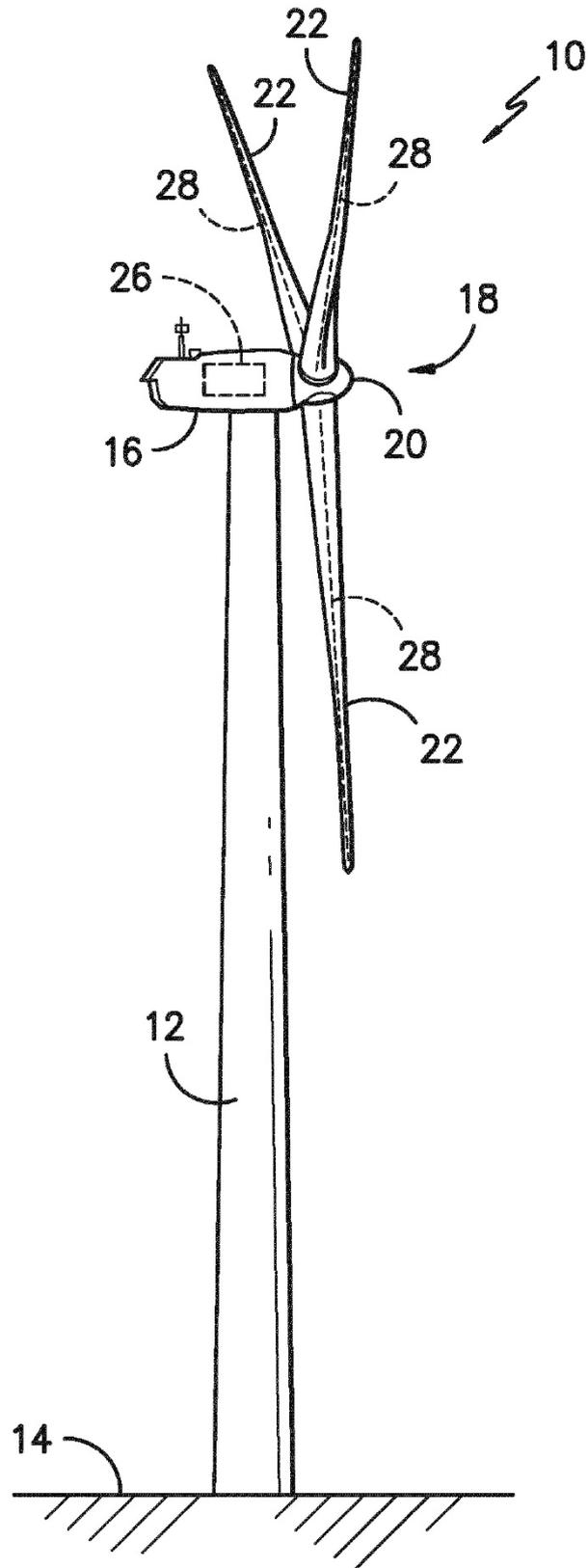


FIG. -1-

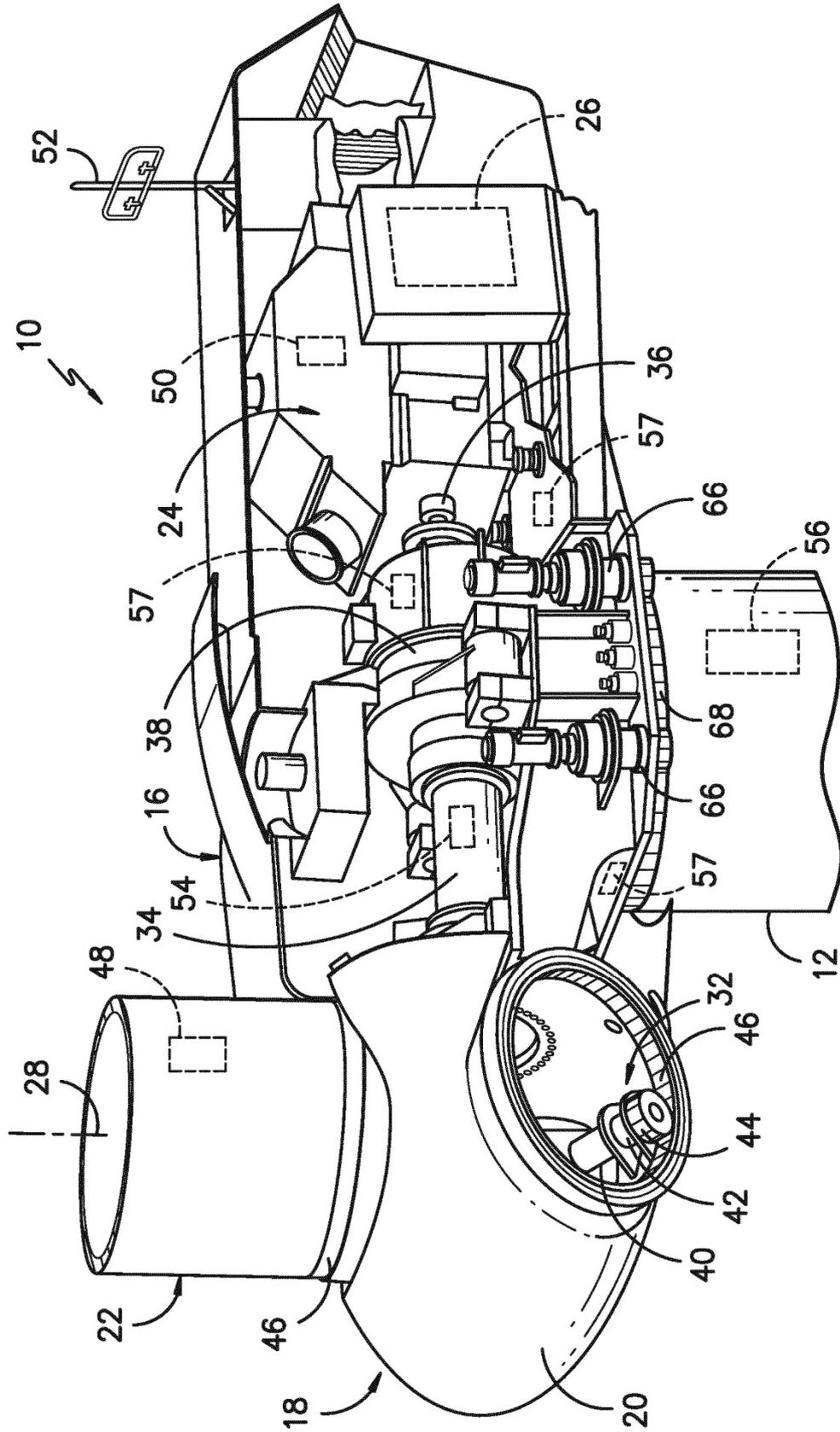


FIG. -2-

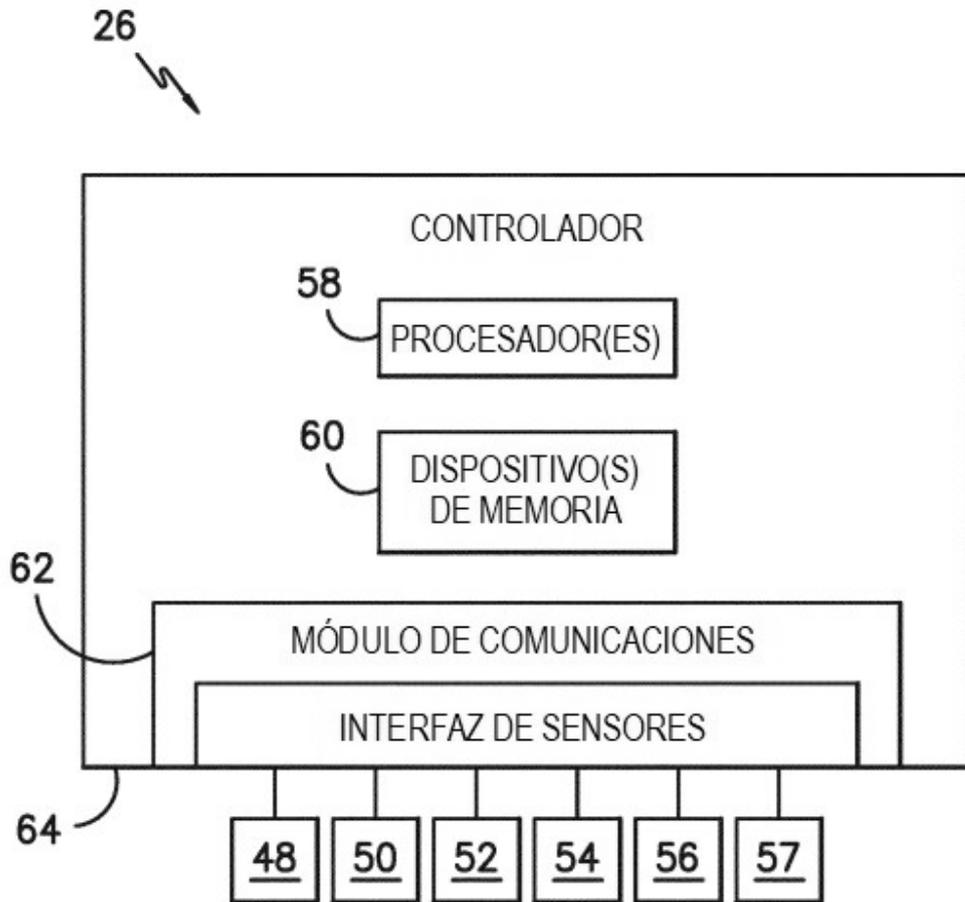
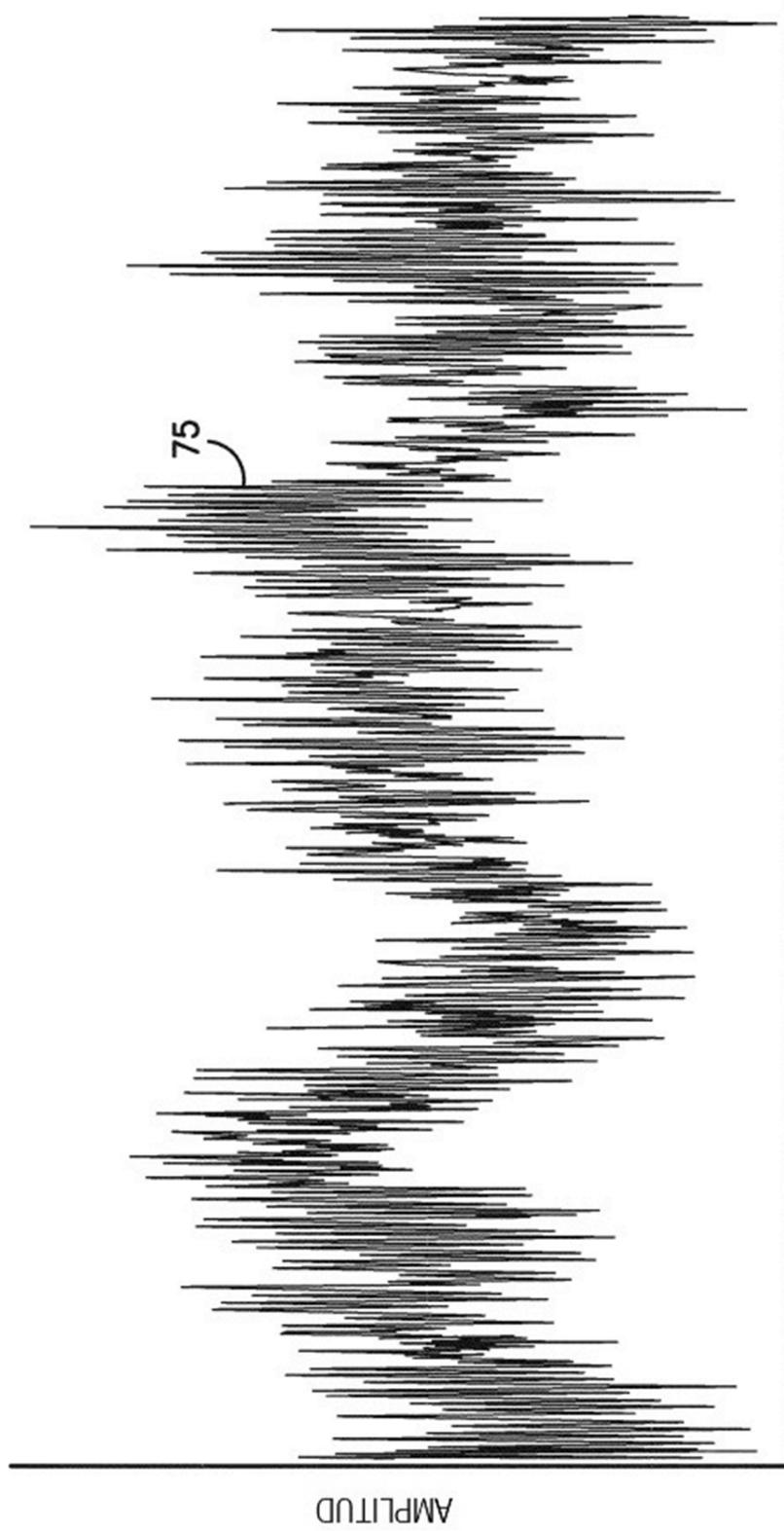


FIG. -3-



TIEMPO
FIG. -4-

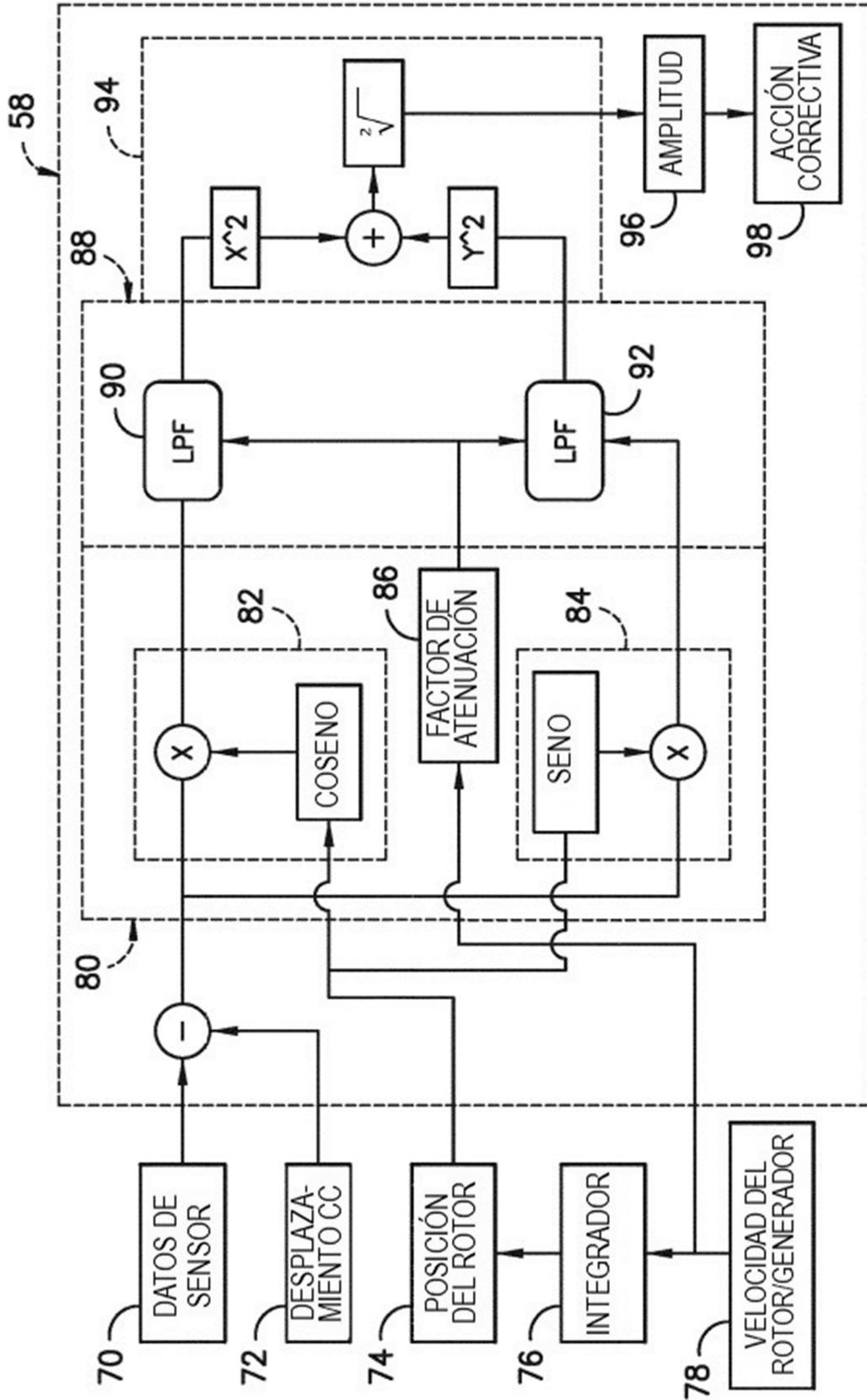


FIG. -5-

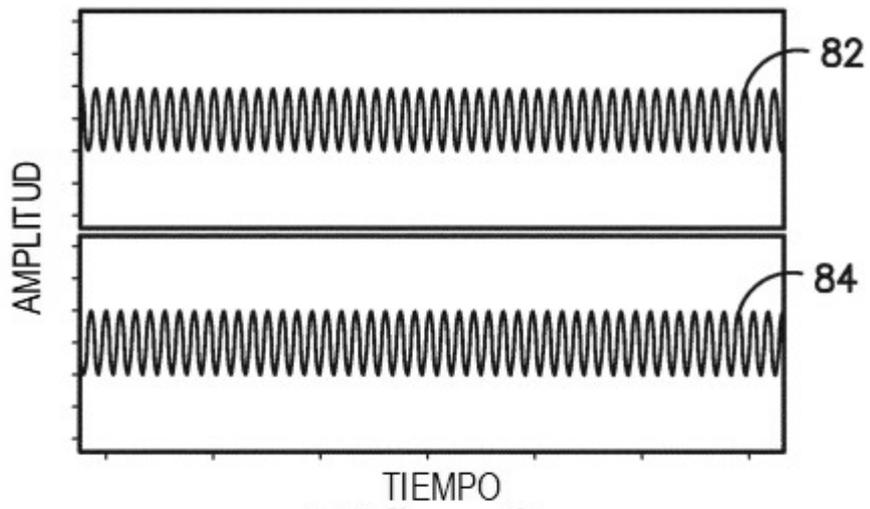


FIG. -6-

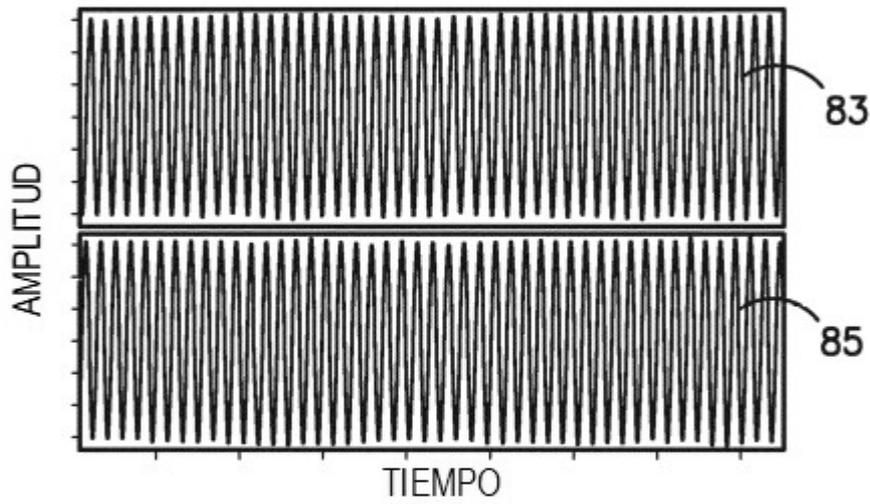


FIG. -7-

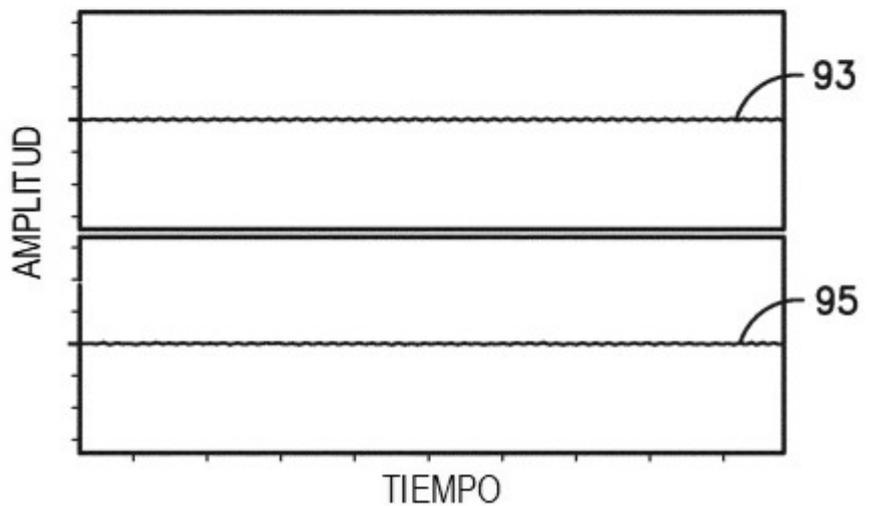


FIG. -8-

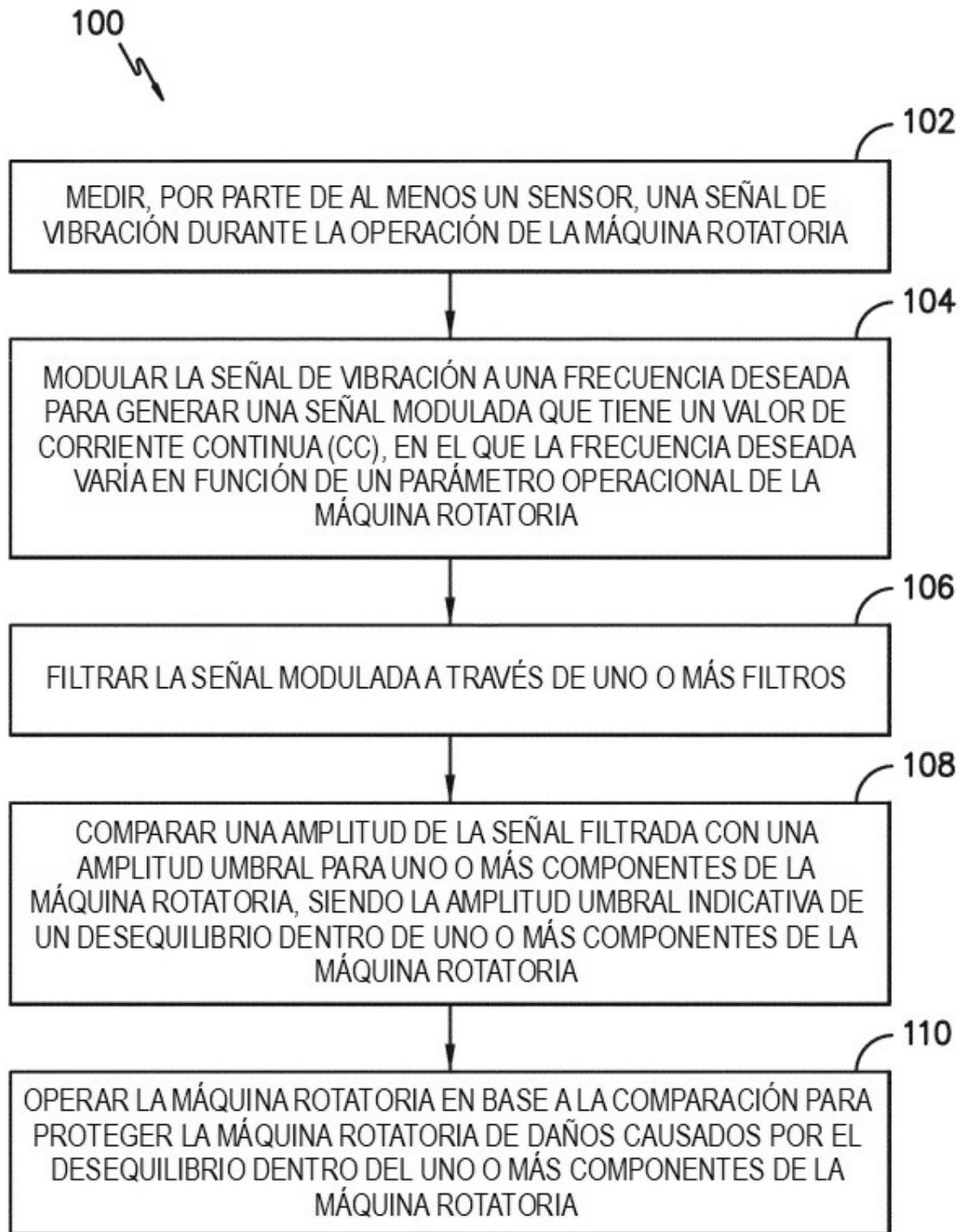


FIG. -9-