

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 947 821**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **28.01.2016** **E 16153240 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **22.03.2023** **EP 3056726**

54 Título: **Sistema y procedimiento para operar una turbina eólica en base al margen de la pala de rotor**

30 Prioridad:

13.02.2015 US 201514621853

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

21.08.2023

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**PERLEY, THOMAS FRANKLIN;
CARUSO, CHRISTOPHER DANIEL y
YARBROUGH, AARON**

74 Agente/Representante:

DE ROOIJ, Mathieu Julien

ES 2 947 821 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 operar una turbina eólica en base al margen de la pala de rotor

5 **[0001]** La presente materia se refiere en general a turbinas eólicas y, más en particular, a sistemas y procedimientos para operar una turbina eólica en base a un margen de la pala de rotor estimado.

[0002] La energía eólica se considera una de las fuentes de energía más limpias y más respetuosas con el medioambiente disponibles actualmente, y las turbinas eólicas han obtenido una creciente atención a este respecto.
10 Una turbina eólica moderna típicamente incluye una torre, un generador, una multiplicadora, una góndola y una o más palas de rotor. Las palas de rotor son los elementos primarios para convertir energía eólica en energía eléctrica. Las palas de rotor típicamente tienen el perfil de sección transversal de un perfil alar de modo que, durante la operación, el aire fluye sobre la pala produciendo una diferencia de presión entre sus lados. En consecuencia, una fuerza de sustentación, que se dirige desde el lado de presión hacia el lado de succión, actúa sobre la pala. La fuerza de sustentación genera un par de torsión en el eje de rotor principal, que se conecta a un generador para producir electricidad.

[0003] La cantidad de potencia que se puede producir por una turbina eólica se limita típicamente por limitaciones estructurales (es decir, cargas de diseño) de los componentes de turbina eólica individuales. Por ejemplo, la raíz de pala de una turbina eólica puede experimentar cargas asociadas tanto con la carga promedio debido a la operación de la turbina como con cargas dinámicamente fluctuantes debido a las condiciones ambientales. Por ejemplo, durante la operación, la pala puede experimentar reacciones de raíz de pala, así como cargas en sentido de la envergadura que pueden dar lugar a un esfuerzo perjudicial y/o pandeo de la pala de rotor. Las cargas fluctuantes pueden cambiar de un día a otro o de una estación a otra y se pueden basar en la velocidad del viento, picos de viento, turbulencia del viento, variación de la velocidad del viento con la altura, cambios en la dirección del viento, densidad del aire, desalineación de orientación, flujo ascendente o similar.

[0004] Es imperativo para la operación de turbina eólica garantice que las cargas que actúan sobre la turbina no excedan los márgenes de diseño. El término "margen" o similar como se usa en el presente documento en general se refiere a una carga admisible máxima predeterminada de modo que cualquier carga adicional por encima de la carga predeterminada provocaría una deformación (por ejemplo, esfuerzo o pandeo) en el componente de turbina eólica. Por tanto, muchas turbinas eólicas emplean uno o más sensores configurados para medir las cargas que actúan sobre los diversos componentes de turbina eólica. Aunque los sensores pueden proporcionar la información deseada, los nuevos sistemas de sensores pueden ser complejos y costosos de instalar. Además, los sensores pueden proporcionar información inexacta y pueden ser propensos a fallar.

[0005] Adicionalmente, las turbinas eólicas utilizan sistemas de control configurados para estimar las cargas que actúan sobre la turbina eólica en base al empuje de turbina eólica. Los términos "empuje", "valor de empuje", "parámetro de empuje" o similares como se usa en el presente documento pretenden englobar una fuerza que actúa sobre la turbina eólica debido al viento. La fuerza de empuje proviene de un cambio en la presión cuando el viento pasa por la turbina eólica y se ralentiza. Dichas estrategias de control estiman las cargas que actúan sobre la turbina eólica determinando un empuje estimado usando una pluralidad de condiciones en operación de turbina, tales como, por ejemplo, ángulo de *pitch*, salida de potencia, velocidad de generador y densidad del aire. Las condiciones de operación son entradas para el algoritmo, que incluye una serie de ecuaciones, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico y una o más tablas de consulta (LUT). Por ejemplo, la LUT puede ser representativa de un empuje de turbina eólica. También se puede calcular una desviación estándar de +/- del empuje estimado, junto con un empuje máximo operativo y un límite de empuje. Como tal, la turbina eólica se puede controlar en base a una diferencia entre el empuje máximo y el límite de empuje. La técnica anterior pertinente se puede encontrar, por ejemplo, en los documentos WO 2015/014366 A1, US 2013/302161 A1 y US 2014/037448 A1.

[0006] En vista de lo anterior, la técnica busca continuamente sistemas nuevos y mejorados para estimar las cargas que actúan sobre una turbina eólica. Más específicamente, sería deseable en la técnica un sistema y procedimiento para operar una turbina eólica en base a márgenes de pala estimados. Además, sería ventajoso un sistema y procedimiento que incorporara *hardware* y *software* existentes.

[0007] Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la siguiente descripción, o pueden quedar claros a partir de la descripción, o se pueden aprender a través de la práctica de la invención.

[0008] En un aspecto, la presente materia se refiere a un procedimiento para operar una turbina eólica. El procedimiento incluye calcular una o más cargas de la raíz de pala de al menos una pala de rotor de la turbina eólica. Otra etapa incluye estimar una carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor en base al menos parcialmente a la una o más cargas de raíz de pala. El procedimiento también incluye determinar un margen de deformación de la pala de rotor en base al menos parcialmente a la carga en sentido de la envergadura y una o más deformaciones estimadas que se producen en la pala de rotor. Otra etapa incluye controlar la turbina eólica en base al margen de deformación.

[0009] En un modo de realización, la carga de la raíz de pala corresponde a un momento resultante de la raíz de pala.

[0010] Como tal, de acuerdo con la invención, la etapa de calcular la carga de raíz de pala incluye: medir, por medio de uno o más sensores, una pluralidad de parámetros en operación de la turbina eólica, estimar una fuerza fuera del plano y en el plano que actúa sobre la pala de rotor en base al menos parcialmente a la pluralidad de parámetros en operación, determinar un punto de aplicación de la fuerza fuera del plano y en el plano en una envergadura de la pala de rotor, estimar un momento fuera del plano de la pala de rotor en base al menos parcialmente a la fuerza fuera del plano y al punto de aplicación fuera del plano, estimar un momento de pala en el plano de la pala de rotor en base al menos parcialmente a la fuerza en el plano y al punto de aplicación en el plano, y calcular el momento resultante de raíz de pala que actúa sobre la pala de rotor en base al menos parcialmente al momento fuera del plano y al momento en el plano.

[0011] En otro modo de realización, la etapa de estimar la carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor puede incluir además: determinar un punto en operación en tiempo real de la turbina eólica, determinar correspondientes coeficientes de ajuste de curva en base al punto en operación, generar una curva de forma de carga no dimensional en base a los coeficientes, y escalar la curva de forma de carga no dimensional a una curva dimensional como en la una o más cargas de raíz de pala.

[0012] En otro modo de realización, el procedimiento también puede incluir almacenar, por medio de un dispositivo de memoria, las cargas de raíz de pala, la carga en sentido de la envergadura y/o el margen de deformación.

[0013] En modos de realización adicionales, la etapa de estimar el margen de deformación de la pala de rotor puede incluir además: aplicar una distribución de carga predeterminada a la pala de rotor, medir uno o más correspondientes márgenes en respuesta a la distribución de carga predeterminada y almacenar los correspondientes márgenes medidos en al menos uno de un mapa o tabla de consulta. Por tanto, en otros modos de realización, la etapa de estimar el margen de deformación de la pala de rotor puede incluir determinar una distribución de carga real de la pala de rotor en tiempo real y escalar los correspondientes márgenes medidos en base a la distribución de carga real. En modos de realización particulares, las deformaciones descritas en el presente documento pueden corresponder a cualquier deformación de cualquier componente de turbina eólica, incluyendo pero sin limitarse a una deformación por esfuerzo, una deformación por pandeo o similares.

[0014] En otro modo de realización, la etapa de controlar la turbina eólica en base al margen de deformación también puede incluir determinar un parámetro de control en base a al menos uno de una deformación máxima o el margen de deformación. El procedimiento también puede incluir calcular un error de deformación en función del parámetro de control y un umbral predeterminado. Por tanto, en modos de realización adicionales, el procedimiento puede incluir implementar una acción correctora en base al error.

[0015] En diversos modos de realización, la acción correctora puede incluir al menos uno de alterar el ángulo de *pitch* de una pala de rotor, modificar un par de torsión de generador, modificar la velocidad de generador, modificar la salida de potencia, orientar una góndola de la turbina eólica, frenar uno o más viento componentes de turbina eólica, activar un elemento modificador de flujo de aire en una pala de rotor, o similar.

[0016] En otro aspecto, la presente divulgación se refiere a un procedimiento para controlar las cargas de una pala de rotor de una turbina eólica. El procedimiento incluye proporcionar un margen de deformación predeterminado para la pala de rotor. Otra etapa incluye calcular un momento resultante de raíz de pala de la pala de rotor. El procedimiento también incluye determinar una carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor en base al menos parcialmente al momento resultante de raíz de pala. Otra etapa incluye actualizar el margen de deformación predeterminado en base al menos parcialmente a la carga en sentido de la envergadura o una o más deformaciones en tiempo real que se producen en la pala de rotor. Por tanto, el procedimiento también incluye implementar una acción correctora en base al margen de deformación.

[0017] Aún en otro aspecto, la presente divulgación se refiere a un sistema para operar una turbina eólica. El sistema incluye un controlador que tiene un procesador configurado para realizar una o más operaciones. La una o más operaciones incluyen: calcular una o más cargas de raíz de pala de al menos una pala de rotor de la turbina eólica, estimar una carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor en base al menos parcialmente a la una o más cargas de raíz de pala, determinar un margen de deformación de la pala de rotor en base al menos parcialmente a la carga en sentido de la envergadura y una o más deformaciones estimadas que se producen en la pala de rotor, y controlar la turbina eólica en base al margen de deformación.

[0018] Diversas características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor con referencia a la siguiente descripción y reivindicaciones adjuntas. Los dibujos adjuntos, que se incorporan en, y constituyen una parte de, esta memoria descriptiva, ilustran modos de realización de la invención y, conjuntamente con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención. En los dibujos:

la FIG. 1 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

5 la FIG. 2 ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una pala de rotor de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 3 ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de una góndola de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

10 la FIG. 4 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de un controlador de acuerdo con la presente divulgación;

15 la FIG. 5 ilustra un gráfico de un modo de realización de los puntos de aplicación para las fuerzas fuera del plano y en el plano que actúan sobre una pala de rotor en función de la velocidad del viento de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 6 ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de una distribución de fuerza fuera del plano de una pala de rotor de acuerdo con la presente divulgación;

20 la FIG. 7 ilustra un diagrama de cuerpo libre (FBD) de un modo de realización de un rotor de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

25 la FIG. 8 ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento para operar una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

la FIG. 9 ilustra un gráfico de un modo de realización de una curva no dimensional fuera de línea de acuerdo con la presente divulgación; y

30 la FIG. 10 ilustra un gráfico de un modo de realización de una curva dimensional en línea de acuerdo con la presente divulgación.

[0019] Ahora se hará referencia en detalle a modos de realización de la invención, de los que uno o más ejemplos se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, no de limitación de la invención. De hecho, será evidente para los expertos en la técnica que se pueden realizar diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, se pueden usar rasgos característicos ilustrados o descritos como parte de un modo de realización con otro modo de realización para proporcionar todavía otro modo de realización. Por tanto, se pretende que la presente invención cubra dichas modificaciones y variaciones como dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

40 [0020] En general, la presente materia objeto se refiere a sistemas y procedimientos mejorados para operar una turbina eólica en base a márgenes de pala estimados. En un modo de realización, por ejemplo, el sistema incluye un controlador con una memoria que tiene un margen de deformación preprogramado para una o más palas de rotor de la turbina eólica almacenada en el mismo. Además, el controlador se configura para calcular una o más reacciones de raíz de pala de al menos una de las palas de rotor para determinar un momento resultante de raíz de pala. Además, el controlador determina una carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor en base al menos parcialmente al momento resultante de raíz de pala. Como tal, el sistema se configura para actualizar el margen de deformación preprogramado en base al menos parcialmente a la carga en sentido de la envergadura y/o una o más deformaciones en tiempo real o estimadas que se producen en la pala de rotor. En consecuencia, el sistema se configura para implementar una acción correctora, si es necesario, en base al margen de deformación actualizado.

50 [0021] Los diversos modos de realización del sistema y procedimiento descritos en el presente documento proporcionan numerosas ventajas. Por ejemplo, la presente divulgación proporciona un control de turbina mejorado para garantizar el cumplimiento de las capacidades y los márgenes de los componentes, lo que en algunos casos incrementa la producción de energía anual (AEP) y, en otros casos, reduce el riesgo de fallo prematuro de componentes. Además, la presente divulgación permite la medición de la vida útil de componente, por ejemplo, el seguimiento del margen y la carga en tiempo real, lo que puede dar lugar a oportunidades de mejora si la carga de sitio real es menor que la esperada. Además, la presente divulgación se puede implementar usando componentes existentes de la turbina eólica y no requiere sensores adicionales. Como tal, no se requiere que un usuario adquiera, instale y realice mantenga nuevos equipos. Además, el sistema se puede integrar con un sistema de control más amplio, tal como, pero sin limitarse a, un sistema de control de turbina eólica, un sistema de control de planta, un sistema de supervisión remoto o combinaciones de los mismos.

60 [0022] En referencia ahora a la FIG. 1, se ilustra una vista en perspectiva de un modo de realización de una turbina eólica 10 que puede implementar la tecnología de control de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra, la turbina eólica 10 en general 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 a y que se extiende hacia fuera del buje 20. Como se muestra en la FIG. 2, cada una de las palas de rotor 22 incluye una superficie de lado de succión 33, una superficie de lado de presión 35, un borde de ataque 25 y un borde de salida 27. Además, la pala de rotor 22 se extiende de una porción de raíz 29 a una porción de punta 30. Como se usa en el presente documento, el término "en sentido de la envergadura" en general se refiere a la dirección paralela a un eje que se extiende entre la porción de raíz 29 y la porción de punta 30, mientras que el término "en sentido de la cuerda" en general se refiere a la dirección paralela a un eje que se extiende entre el borde de ataque 25 y el borde de salida 27 de la pala de rotor 22.

[0023] Además, como se muestra en el modo de realización ilustrado, el rotor 18 incluye tres palas de rotor 22. Sin embargo, en un modo de realización alternativo, el rotor 18 puede incluir más o menos de tres palas de rotor 22. Cada pala de rotor 22 se puede espaciar alrededor del buje 20 para facilitar la rotación del rotor 18 para permitir que la energía cinética se transfiera del viento a energía mecánica utilizable y, posteriormente, energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 se puede acoplar de forma rotatoria a un generador eléctrico 24 (FIG. 3) situado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

[0024] La turbina eólica 10 también puede incluir un controlador de turbina eólica 26 centralizado dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otros modos de realización, el controlador 26 se puede localizar dentro de cualquier otro componente de la turbina eólica 10 o en una localización fuera de la turbina eólica. Además, el controlador 26 se puede acoplar de forma comunicativa a cualquier número de componentes de la turbina eólica 10 para controlar la operación de dichos componentes y/o implementar una acción de corrección. Como tal, el controlador 26 puede incluir un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varios modos de realización, el controlador 26 puede incluir instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan, configuran el controlador 26 para realizar diversas funciones, tales como recibir, transmitir y/o ejecutar señales de control de turbina eólica. En consecuencia, el controlador 26 se puede configurar en general para controlar los diversos modos en operación de la turbina eólica 10 (por ejemplo, secuencias de arranque o parada) y/o controlar diversos componentes de la turbina eólica 10, como se analizará con más detalle a continuación.

[0025] En referencia ahora a la FIG. 3, se ilustra una vista interna simplificada de un modo de realización de la góndola 16 de la turbina eólica 10 mostrada en la FIG. 1. Como se muestra, el generador 24 se puede acoplar al rotor 18 para producir potencia eléctrica a partir de la energía de rotación generada por el rotor 18. Por ejemplo, como se muestra en el modo de realización ilustrado, 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, a su vez, se puede acoplar de forma rotatoria a un eje de generador 36 del generador 24 a través de una multiplicadora 38. Como se entiende en general, el eje de rotor 34 puede proporcionar una entrada de par de torsión alto y velocidad baja a la multiplicadora 38 en respuesta a la rotación de las palas de rotor 22 y del buje 20. La multiplicadora 38 se puede configurar a continuación para convertir la entrada de par de torsión alto y velocidad baja en una salida de par de torsión bajo y velocidad alta para accionar el eje de generador 36 y, por tanto, el generador 24.

[0026] Cada pala de rotor 22 también puede incluir un mecanismo de ajuste de *pitch* 32 configurado para rotar cada pala de rotor 22 alrededor de su eje de *pitch* 28. Además, cada mecanismo de ajuste de *pitch* 32 puede incluir un motor de accionamiento de *pitch* 40 (por ejemplo, cualquier motor eléctrico, hidráulico o neumático adecuado), una multiplicadora de accionamiento de *pitch* 42 y un piñón de accionamiento de *pitch* 44.

[0027] En dichos modos de realización, el motor de accionamiento de *pitch* 40 se puede acoplar a la multiplicadora de accionamiento de *pitch* 42 de modo que el motor de accionamiento de *pitch* 40 imparta fuerza mecánica a la multiplicadora de accionamiento de *pitch* 42. De forma similar, la multiplicadora de accionamiento de *pitch* 42 se puede acoplar al piñón de accionamiento de *pitch* 44 para la rotación con el mismo. El piñón de accionamiento de *pitch* 44 puede estar, a su vez, en acoplamiento rotacional con un rodamiento de *pitch* 46 acoplado entre el buje 20 y una correspondiente pala de rotor 22 de modo que la rotación del piñón de accionamiento de *pitch* 44 provoca la rotación del rodamiento de *pitch* 46. Por tanto, en dichos modos de realización, la rotación del motor de accionamiento de *pitch* 40 acciona la multiplicadora de accionamiento de *pitch* 42 y el piñón de accionamiento de *pitch* 44, rotando de este modo el rodamiento de *pitch* 46 y la pala de rotor 22 alrededor del eje de *pitch* 28. De forma similar, la turbina eólica 10 puede incluir uno o más mecanismos de accionamiento de orientación 66 acoplados comunicativamente al controlador 26, estando configurado cada mecanismo de accionamiento de orientación 66 para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto al viento (por ejemplo, acoplándose a un rodamiento de orientación 68 de la turbina eólica 10).

[0028] Todavía en referencia a la FIG. 3, la turbina eólica 10 también puede incluir uno o más sensores 48, 50, 52, 54 para medir diversos parámetros en operación. Por ejemplo, en diversos modos de realización, los sensores pueden incluir sensores de pala 48 para medir un ángulo de *pitch* de una de las palas de rotor 22 o para medir una carga que actúa sobre una de las palas de rotor 22; sensores de generador 50 para supervisar el generador 24 (por ejemplo, par de torsión, velocidad de rotación, aceleración y/o salida de potencia); sensores 54 para medir la carga de desequilibrio en el rotor (por ejemplo, sensores de flexión del eje principal); y/o diversos sensores de viento 52 para medir diversos parámetros de viento, tales como velocidad del viento, picos de viento, turbulencia del viento, variación de la velocidad del viento con la altura, cambios en la dirección del viento, densidad del aire, o similares. Además, los sensores 48, 50, 52, 54 se pueden localizar cerca del suelo de la turbina eólica, en la góndola o en un mástil meteorológico de la

turbina eólica. También se debe entender que se puede emplear cualquier otro número o tipo de sensores y en cualquier ubicación. Por ejemplo, los sensores pueden ser unidades de medición microinerciales (MIMU), galgas extensométricas, acelerómetros, sensores de presión, sensores de ángulo de ataque, sensores de vibración, sensores de proximidad, sensores de detección y medición por luz (LIDAR), sistemas de cámara, sistemas de fibra óptica, anemómetros, veletas, sensores de detección y medición por sonido (SODAR), infraláseres, radiómetros, tubos de Pitot, radiosondas del viento, otros sensores ópticos y/o cualquier otro sensor adecuado. Se debe apreciar que, como se usa en el presente documento, el término "supervisar" y variaciones del mismo indica que los diversos sensores se pueden configurar para proporcionar una medición directa de los parámetros que se supervisan o una medición indirecta de dichos parámetros. Por tanto, los sensores 48, 50, 52, 54 se pueden usar, por ejemplo, para generar señales relacionadas con el parámetro que se supervisa, que se pueden utilizar a continuación por el controlador 26 para determinar el parámetro real.

[0029] En referencia ahora a la FIG. 4, se ilustra un diagrama de bloques de un modo de realización de diversos componentes del controlador 26 de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra, el controlador 26 puede incluir uno o más procesadores 58 y dispositivo(s) de memoria asociado(s) 60 configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares y almacenar datos pertinentes como se divulga en el presente documento). Adicionalmente, el controlador 26 también puede incluir un módulo de comunicaciones 62 para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los diversos componentes de la turbina eólica 10. Además, el módulo de comunicaciones 62 puede incluir una interfaz de sensor 64 (por ejemplo, uno o más convertidores de analógico a digital) para permitir que las señales transmitidas desde los sensores 48, 50, 52, 54 se conviertan en señales que se pueden entender y procesar por los procesadores 58. Se debe apreciar que los sensores 48, 50 se pueden acoplar de forma comunicativa al módulo de comunicaciones 62 usando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 4, los sensores 48, 50, 52, 54 se acoplan a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión cableada. Sin embargo, en otros modos de realización, los sensores 48, 50, 52, 54 se pueden acoplar a la interfaz de sensor 64 por medio de una conexión inalámbrica, tal como usando cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica.

[0030] Como se usa en el presente documento, el término "procesador" no solo se refiere a circuitos integrados a los que se hace referencia en la técnica como incluidos en un ordenador, sino que también se refiere a un controlador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador de lógica programable (PLC), un circuito integrado específico de la aplicación y otros circuitos programables. Adicionalmente, el/los dispositivo(s) de memoria 60 puede(n) comprender en general elemento(s) de memoria, incluyendo, pero sin limitarse a, medio legible por ordenador (por ejemplo, una memoria de acceso aleatorio (RAM)), medio no volátil legible por ordenador (por ejemplo, una memoria *flash*), un disco flexible, una memoria de solo lectura en disco compacto (CD-ROM), un disco magnetoóptico (MOD), un disco versátil digital (DVD) y/u otros elementos de memoria adecuados. Dicho(s) dispositivo(s) de memoria 60 en general se puede(n) configurar para almacenar instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan por el/los procesador(es) 58, configuran el controlador 26 para realizar diversas funciones que incluyen, pero sin limitarse a, almacenar uno o más márgenes de deformación predefinidos para las palas de rotor, transmitir señales de control adecuadas para implementar acciones de control para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica, y/u diversas otras funciones implementadas por ordenador adecuadas.

[0031] En referencia ahora a la FIG. 8, se ilustra un diagrama de flujo de un modo de realización de un procedimiento para operar una turbina eólica 10 en base al margen de pala de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra en 102, el procesador 58 estima determinadas reacciones de la raíz de pala de la pala de rotor 22 para determinar el momento resultante de la raíz de pala. Más específicamente, en determinados modos de realización, el procesador 58 se configura para utilizar parámetros de operación medidos en los sensores 48, 50, 52, 54 para estimar las cargas de raíz de pala (por ejemplo, momentos y/o fuerzas resultantes de raíz de pala) de la turbina eólica 10. Por ejemplo, los sensores 48, 50, 52, 54 se configuran para medir diversas condiciones de la turbina eólica y/o ambientales, para proporcionar directa o indirectamente información con respecto a uno o más de los siguientes parámetros: un empuje de rotor, un par de torsión mecánico, puntos de aplicación en el plano y fuera del plano de las fuerzas que actúan sobre las palas de rotor 22, mediciones de desequilibrio de rotor, un ángulo de acimut de rotor, velocidad del rotor, una proporción de multiplicadora, un momento de cabeceo, un momento de inclinación, un momento de orientación, gravedad, un radio de buje, un radio de pala, un ángulo de cono, una masa de pala, un peso de pala, una localización del centro de gravedad para cada una de las palas de rotor 22, o cualquier otro parámetro en operación de la turbina eólica 10. Más específicamente, la tabla 1 a continuación ilustra un conjunto de muestra de entradas que se puede usar por el procesador 58 para estimar las cargas de raíz de pala como se describe en el presente documento.

Tabla 1: Entradas para la estimación del momento resultante de la raíz de pala

Parámetro	Descripción
ApplicationPointOP	Radio de fracción a lo largo de la pala donde se aplica la fuerza de empuje aerodinámica integrada
ApplicationPointIP	Radio de fracción a lo largo de la pala donde se aplica la fuerza en el plano aerodinámica integrada

Parámetro	Descripción
RotorAccTC	Constante de tiempo de filtro de paso bajo de primer orden para la señal de aceleración de rotor
BladeRadius	Radio de pala
BladeMass	Masa de pala
RotorInertia	Inercia giratoria
ConeAngle	Ángulo de cono de rotor
CGloc	Punto de aplicación del centro de gravedad desde el vértice de rotor
HubCO	Radio de buje
GearboxRatio	Proporción de multiplicadora
OverhangMoment	Momento de inclinación de rotor + buje con respecto a la localización de la brida de buje
Gravity	Gravedad

[0032] En la mayoría de los modos de realización, las entradas de la tabla 1 están fácilmente disponibles y son fáciles de calcular y/o medir; sin embargo, la presente divulgación proporciona procedimientos únicos para calcular uno o más de los parámetros, por ejemplo, ApplicationPointOP y ApplicationPointIP. Más específicamente, en un modo de realización, ApplicationPointOP es una función de la velocidad específica (TSR) y el ángulo de *pitch* y se puede definir a lo largo de la operación de turbina como se muestra en la ecuación (1) a continuación:

$$\text{ApplicationPointOP} = \frac{\text{Nblades} * \text{OutofPlaneMoment}(\text{TSR}, \text{ángulo de } pitch)}{\text{Empuje}(\text{TSR}, \text{ángulo de } pitch) * \text{BladeRadius}}$$

Ecuación (1)

donde Nblades es igual al número de palas en la turbina eólica ("*OutofPlaneMoment*" es el momento fuera del plano).

[0033] Además, ApplicationPointIP se puede definir de forma similar con la ecuación (2) a continuación:

$$\text{ApplicationPointIP} = \frac{\text{Par de torsión}(\text{TSR}, \text{ángulo de } pitch)}{\text{Nblades} * \text{OutofPlaneMoment}(\text{TSR}, \text{ángulo de } pitch) * \text{BladeRadius}}$$

Ecuación (2)

[0034] Por tanto, los valores calculados para ApplicationPointOP y ApplicationPointIP se pueden almacenar en el dispositivo de memoria 60, por ejemplo, en una o más tablas. En consecuencia, en un modo de realización, los valores se pueden promediar y el ApplicationPointOP y ApplicationPointIP promedios se pueden usar para calcular el momento resultante de raíz de pala que se describe con más detalle a continuación.

[0035] En referencia ahora a la FIG. 5, se ilustra un gráfico de valores de ApplicationPointOP y ApplicationPointIP en función de la velocidad del viento para la operación de turbina nominal. Más específicamente, como se muestra, el ApplicationPointOP promedio es de aproximadamente 0,75 (es decir, localizado en un 75% de la extensión de la pala de rotor 22), mientras que el ApplicationPointIP promedio es de aproximadamente 0,50 (es decir, localizado en un 50% de la extensión de la pala de rotor 22), que se proporcionan como meros ejemplos de valores de ApplicationPointOP y ApplicationPointIP adecuados.

[0036] En un modo de realización alternativo, ApplicationPointOP y ApplicationPointIP se pueden calcular durante el proceso de mapeado de rendimiento aerodinámico. Los mapas de rendimiento aerodinámico que se describen en el presente documento son tablas dimensionales o no dimensionales que describen carga y rendimiento de rotor (por ejemplo, potencia, empuje, par de torsión o momento de flexión, o similar) en determinadas condiciones dadas (por ejemplo, densidad, velocidad del viento, velocidad de rotor, ángulos de *pitch* o similar). Como tal, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden incluir: un coeficiente de potencia, un coeficiente de empuje, un coeficiente de par de torsión y/o derivados parciales con respecto al ángulo de *pitch*, velocidad del rotor y velocidad específica (TSR), y en este caso, los puntos de aplicación de las fuerzas que actúan sobre la pala de rotor. De forma alternativa, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden ser valores de potencia, empuje y/o par de torsión dimensionales en lugar de

coeficientes. Por tanto, en un determinado modo de realización, el procesador 58 se configura para determinar el punto de aplicación fuera del plano determinando una pluralidad de puntos de aplicación de una pluralidad de fuerzas fuera del plano durante la operación de la turbina eólica para una pluralidad de velocidades del viento y almacenar la pluralidad de puntos de aplicación en un mapa de rendimiento aerodinámico. Este enfoque permite estimaciones de carga de raíz de pala más exactas durante los períodos en operación no nominales, ya que dichos puntos de aplicación de fuerza varían en función de la velocidad del viento/velocidad del rotor (velocidad específica) y el ángulo de *pitch* (la operación no nominal es típicamente cuando se producen picos de carga).

[0037] En otros modos de realización, el procesador 58 se configura para evitar la introducción de una rigidez estructural o una dependencia de geometría de turbina en los mapas de rendimiento aerodinámico cuando se integran ApplicationPointOP y ApplicationPointIP. Por ejemplo, como se muestra en la FIG. 6, se ilustra un diagrama esquemático de un modo de realización de una distribución de fuerza fuera del plano de la raíz de pala a la punta de la pala de rotor 22. Integrando el área bajo la curva de distribución de fuerza fuera del plano, se puede determinar la fuerza fuera de plano integrada o equivalente y el correspondiente punto de aplicación *r* a lo largo de la pala de rotor 22.

[0038] En consecuencia, el procesador 58 se configura para utilizar los parámetros en operación, así como ApplicationPointOP y ApplicationPointIP, para estimar diversos componentes de carga del momento resultante de raíz de pala, incluyendo al menos una fuerza cortante fuera del plano, una fuerza cortante en el plano, una fuerza axial, un momento de raíz de pala fuera del plano, un momento de raíz de pala en el plano y una torsión de pala. Se debe entender que los cálculos de momento resultante de raíz de pala como se describe en el presente documento se refieren a la turbina eólica 10 que tiene tres palas de rotor 22; sin embargo, dichos cálculos se proporcionan solo con propósitos de ejemplo y no pretenden ser limitantes. Por tanto, los cálculos como se describe en el presente documento se pueden aplicar a una turbina eólica que tiene cualquier número adecuado de palas. Además, en diversos modos de realización, se supone que ApplicationPointOP y ApplicationPointIP son los mismos para las tres palas de rotor y no varían con la TSR de pala individual y/o ángulo de *pitch*.

[0039] Más específicamente, en determinados modos de realización, el procesador 58 se configura para calcular el momento de raíz fuera del plano de cada pala de rotor 22 en función de uno o más del punto de aplicación fuera del plano *r* de la fuerza (es decir, ApplicationPointOP), el radio de pala, la localización del centro de gravedad, gravedad, carga de desequilibrio de rotor y/o el ángulo de acimut de rotor. Por ejemplo, en referencia ahora a la FIG. 7, se ilustra un diagrama de cuerpo libre (FBD) del rotor de turbina eólica 18. Como se muestra, el ángulo de acimut de rotor θ se referencia desde la pala de rotor 1 (es decir, B1), con θ incrementando a medida que las palas (es decir, B1, B2 y B3) rotan en el sentido horario. Por tanto, θ está entre 0° y 360° , definiéndose 0° como B1 en la posición de las 12 en punto. Las fuerzas de pala, a saber, las fuerzas F1, F2, F3, son las fuerzas fuera del plano que van "hacia la página" debido a la aerodinámica (pero despreciando la carga centrífuga de la masa giratoria con un rotor cónico). Se supone que dichas fuerzas se aplican en respectivos puntos de aplicación *r*, que se supone que son iguales para las tres palas de rotor.

[0040] Por tanto, las tres ecuaciones mostradas a continuación (ecuaciones 3-5) que tienen tres incógnitas (es decir, fuerzas F1, F2, F3) se pueden desarrollar y resolver usando diversos procedimientos conocidos en la técnica.

$$\text{Empuje estimado} = F_1 + F_2 + F_3 \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$\begin{aligned} \text{Momento de cabeceo medido} - \text{Momento de inclinación estático} = \\ F_1 r \cos(\theta) + F_2 r \cos(\theta - 120^\circ) + F_3 r \cos(\theta - 240^\circ) \end{aligned}$$

Ecuación (4)

$$\begin{aligned} \text{Momento de orientación medido} \\ = F_1 r \sin(\theta) + F_2 r \sin(\theta - 120^\circ) + F_3 r \sin(\theta - 240^\circ) \end{aligned}$$

Ecuación (5)

[0041] El empuje estimado se puede determinar usando una variedad de técnicas. Por ejemplo, en un modo de realización, el estimador de parámetros de viento 56 se puede configurar para implementar un algoritmo de control que tiene una serie de ecuaciones para determinar el empuje estimado. Como tales, las ecuaciones se resuelven usando uno o más parámetros en operación, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico, una o más LUT o cualquier combinación de los mismos. Como se mencionó, los mapas de rendimiento aerodinámico describen carga y rendimiento de rotor (por ejemplo, potencia, empuje, par de torsión o momento de flexión, o similar) en determinadas condiciones (por ejemplo, densidad, velocidad del viento, velocidad de rotor, ángulos de *pitch* o similar). Además, las

LUT pueden incluir: cargas de pala, cargas de torre, cargas de eje o cualquier otra carga de componente de turbina eólica.

[0042] El momento de cabeceo medido también se puede determinar usando una variedad de técnicas. Además, se debe entender que el momento de cabeceo medido al que se hace referencia en el presente documento en general se refiere al momento de cabeceo inducido aerodinámicamente del rotor 18. Por ejemplo, en un modo de realización, el momento de cabeceo medido es igual al momento de cabeceo que proporciona cero kiloNewton-metro (kNm) cuando la velocidad del viento es cero metro/segundo.

[0043] En el modo de realización ilustrado, el momento de inclinación de la ecuación (4) y el momento de orientación medido de la ecuación (5) se pueden determinar a partir de uno o más sensores 48, 50, 52, 54. Más específicamente, en un modo de realización particular, los sensores 48, 50 pueden ser dispositivos de medición de sonda de proximidad.

[0044] Una vez que el procesador 58 resuelve las ecuaciones 3-5 para las tres incógnitas, a saber, las fuerzas F1, F2, F3, el procesador 58 se configura para determinar el momento de flexión fuera del plano para cada una de las palas de rotor 22. Más específicamente, en un modo de realización, el procesador 58 calcula el momento de flexión de raíz de pala fuera del plano ("Outofplane Bending Moment") usando la ecuación (6) a continuación:

$$\text{Outofplane Bending Moment} = F * \text{ApplicationPointOP} * \text{Blade Radius} - \text{HubCO}$$

Ecuación (6)

donde F es igual a la correspondiente fuerza que actúa sobre la pala de rotor, por ejemplo, F1, F2 o F3. Como se menciona, el procesador 58 también se configura para estimar un momento de raíz de pala en el plano de la pala de rotor 22. Más específicamente, en un modo de realización particular, el procesador 58 se configura para estimar el momento de raíz de pala en el plano de la pala de rotor 22 en función de al menos uno de un peso de la pala de rotor 22, una carga de par de torsión mecánico de la pala de rotor, y/o una carga de inercia de la pala de rotor 22. Por ejemplo, el procesador 58 puede calcular el peso de la pala de rotor 22 en función de al menos uno del ángulo de acimut de rotor, una masa de pala de rotor, gravedad, radio de buje o una localización de centro de gravedad de la pala de rotor, como se muestra en la ecuación (7) a continuación:

$$\text{Carga de peso de pala} = -\sin(\theta) * \text{BladeMass} * \text{Gravity} * (\text{CF}_{loc} - \text{HubCO})$$

Ecuación (7)

[0045] En otro modo de realización, el procesador 58 se configura para calcular la carga de par de torsión mecánico de la pala de rotor 22 en función de al menos uno de un par de torsión del eje lento, un radio de pala o el radio de buje, como se muestra en la ecuación (8) a continuación:

$$\text{Carga de par de torsión mecánico} = \frac{\text{Par de torsión}}{\text{Nblades}} * \frac{(\text{BladeRadius} (\text{Buje}_{co}))}{\text{BladeRadius}}$$

Ecuación (8)

[0046] Todavía en otro modo de realización, el procesador 58 se configura para calcular la carga de inercia de la pala de rotor 22 en función de al menos uno de una aceleración de rotor o una inercia de rotor, como se muestra en la ecuación (9) a continuación:

$$\text{Carga de inercia} = \text{Aceleración de rotor}_{\text{filtrado}} * \frac{\text{RotorInertia}}{\text{NBlade}}$$

Ecuación (9)

[0047] En diversos modos de realización, cada pala de rotor 22 contribuye igualmente a la aceleración de rotor. Por tanto, en determinados modos de realización, las cargas en el plano aerodinámicas son iguales en todas las palas de rotor 22 y solo cambian tan rápido como el par de torsión mecánico. La carga de inercia en el plano de la aceleración de rotor es importante para la carga en el plano global. Por tanto, para capturar este efecto, el procesador 58 puede determinar la aceleración de rotor en base al menos parcialmente a la velocidad de cambio de una señal de velocidad de rotor y filtrar la señal de velocidad. Más específicamente, en un modo de realización, el procesador 58 puede filtrar

la señal de velocidad por medio de un filtro de paso bajo. Como tal, el filtro de paso bajo puede dejar pasar señales de baja frecuencia pero atenuar (es decir, reducir la amplitud de) las señales con frecuencias mayores que una frecuencia de corte. A continuación, las señales de baja frecuencia se pueden restar de la señal sin procesar de modo que solo queden las señales de alta frecuencia. En otros modos de realización, el filtro de paso bajo se puede usar junto con un filtro de paso alto. Además, se puede usar cualquier número de filtros de paso bajo o filtros de paso alto de acuerdo con la presente divulgación. De forma alternativa, el procesador 58 puede filtrar la señal de velocidad por medio de un filtro de paso alto. Como tal, el filtro de paso alto puede dejar pasar señales de alta frecuencia, pero atenuar señales con frecuencias menores que una frecuencia de corte.

[0048] Después de calcular la carga de peso de pala, la carga de par de torsión mecánico y la carga de inercia de la pala de rotor 22, el momento de flexión de raíz de pala en el plano ("*InPlane Bending Moment*") se puede calcular usando la ecuación (10) a continuación:

$$\text{InPlane Bending Moment} = \text{Carga de peso de pala} + \text{carga de par de torsión mecánico} + \text{carga de inercia}$$

Ecuación (10)

[0049] Como se menciona, el procesador 58 también se puede configurar para determinar otros componentes de carga de pala además del momento de raíz de pala fuera del plano y el momento de raíz de pala en el plano, por ejemplo, fuerzas axiales de pala, fuerzas cortantes fuera del plano, fuerzas cortantes en el plano y/o torsión de pala. En determinados modos de realización, dichos componentes de carga pueden tener menor impacto en el estado de carga de raíz de pala global y se pueden omitir.

[0050] Más específicamente, en un modo de realización, el procesador 58 se configura para calcular la fuerza axial de pala de cada pala de rotor 22 en función de al menos uno de masa de pala de rotor, velocidad del viento, localización del centro de gravedad, gravedad y/o el ángulo de acimut de rotor. Por tanto, en otros modos de realización, el procesador 58 también puede calcular la fuerza cortante fuera del plano para cada pala de rotor 22 en función de al menos la carga axial de la pala de rotor y los ángulos de cono e inclinación. En modos de realización adicionales, el procesador 58 se configura para calcular la fuerza cortante en el plano de cada pala de rotor 22 en función de al menos uno de del ángulo de acimut de rotor, masa de pala de rotor, radio de pala, ApplicationPointIP, par de torsión, aceleración de rotor filtrada, inercia de rotor, gravedad, arrastre aerodinámico, velocidad del viento y/o localización del centro de gravedad. Por ejemplo, en un modo de realización, la fuerza cortante en el plano ("*InPlane Share Force*") para cada pala de rotor 22 se puede calcular usando la ecuación (11) a continuación:

$$\begin{aligned} \text{InPlane Share Force} = & \sin(\theta) * \text{BladeMass} * \text{Gravity} + \frac{\text{Arrastre} * \text{Velocidad del viento}}{\text{ApplicationPointIP} * \text{BladeRadius}} \\ & - \frac{\frac{\text{Par de torsión}}{\text{Nblades}}}{\text{ApplicationPointIP} * \text{BladeRadius}} + \frac{\frac{\text{RotorAccTC} * \text{RotorInertia}}{\text{Nblades}}}{\text{CFlog}} \end{aligned}$$

Ecuación (11)

donde RotorAccTC es la constante de tiempo del filtro de paso bajo de primer orden para la señal de aceleración de rotor y se puede establecer en base a la calidad de la señal de medición de velocidad.

[0051] Después de calcular los componentes de carga de pala individuales, el procesador 58 se configura para calcular el momento resultante de raíz de pala global de la pala de rotor 22 en base al menos parcialmente al momento de flexión de raíz de pala fuera del plano y al momento de flexión de raíz de pala en el plano. Por ejemplo, en un modo de realización, el momento resultante de raíz de pala ("*Blade Root Resultant Moment*") global se puede calcular usando la ecuación (12) a continuación:

$$\begin{aligned} & \text{Blade Root Resultant Moment} \\ = & \sqrt{\text{OutofPlane Bending Moment}^2 + \text{InPlane Bending Moment}^2} \end{aligned}$$

Ecuación (12)

[0052] Todavía en referencia a la FIG. 8, el procesador 58 se configura para determinar una carga en sentido de la envergadura que actúa sobre la pala de rotor 22 en base al momento resultante de raíz de pala, como se muestra en 104. Por ejemplo, en determinados modos de realización, el procesador 58 se configura para estimar la carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor 22 usando una o más tablas de coeficientes de ajuste de curva

preconfiguradas o un conjunto de polinomios en base a la operación. Más específicamente, en un modo de realización, el procesador 58 se configura para determinar el punto en operación de turbina en base a una o más diversas señales de control de los sensores 48, 50, 52, 54 (por ejemplo, velocidad de generador, ángulos de *pitch*, potencia eléctrica, velocidad del viento, etc.) en tiempo real. Por tanto, el procesador 58 puede buscar a continuación los coeficientes de ajuste de curva apropiados, por ejemplo, en el almacenamiento de memoria 60, que corresponden al punto en operación. Más específicamente, en determinados modos de realización, los coeficientes se pueden rellenar previamente fuera de línea y en base a datos de simulación y/o prueba y almacenarse en una tabla o mapa en el procesador 58. Por ejemplo, en un modo de realización, los coeficientes se pueden determinar operando la turbina eólica 10 en un determinado punto en operación y normalizando la carga en sentido de la envergadura a un valor de uno. Además, el controlador 26 aplica una rutina de ajuste de curva y guarda los coeficientes para su uso posterior. Este proceso se puede repetir para diversas velocidades de viento y/o puntos en operación para generar un determinado número de coeficientes.

[0053] Por tanto, como se muestra en el modo de realización ilustrado de la FIG. 9, el procesador 58 puede generar una curva de forma de carga no dimensional en base a los coeficientes que corresponden al punto en operación actual. Además, como se muestra en la FIG. 10, el procesador 58 puede escalar a continuación la curva de carga no dimensional (por ejemplo, distribución de carga en sentido de la envergadura) a una curva dimensional en base a las reacciones de raíz estimadas.

[0054] A continuación, como se muestra en 106, el procesador 58 se configura para estimar una deformación en sentido de la envergadura y un margen de la carga en sentido de la envergadura. Como se usa en el presente documento, las deformaciones de la pala de rotor 22 pueden corresponder a cualquier deformación que se produce en la pala 22, incluyendo pero sin limitarse a esfuerzo, tensión, pandeo o similar. Más específicamente, en determinados modos de realización, el procesador 58 se configura para estimar la deformación en sentido de la envergadura y el/los margen/márgenes usando simulación o pruebas fuera de línea y aplicando una distribución de carga unitaria simple (por ejemplo, 1 kN) a la pala 22. Durante la simulación, el controlador 26 mide uno o más márgenes de deformación y almacena los valores en un mapa o tabla de consulta para su uso posterior. Más específicamente, como se menciona, el almacenamiento de memoria 60 se puede preprogramar con uno o más márgenes de deformación para la pala de rotor 22, lo que en general se refiere a una carga de pala de rotor admisible máxima predeterminada de modo que cualquier carga adicional por encima de la carga predeterminada provocaría una deformación (por ejemplo, esfuerzo o pandeo) a la pala 22. Por tanto, en determinados modos de realización, el almacenamiento de memoria 60 puede contener una tabla de margen de deformación predefinida o un conjunto de polinomios que se genera en base a la distribución de carga característica de la pala de rotor 22 y se determina para todos los ángulos del intervalo de rosa de carga. Además, el procesador 58 se configura para estimar y/o actualizar la deformación en sentido de la envergadura y el/los margen/márgenes en línea (es decir, en tiempo real) tomando la distribución de carga en sentido de la envergadura (como se explica anteriormente) y aumentando o reduciendo por escalado las curvas de margen de deformación generadas fuera de línea. La(s) curva(s) de margen de deformación se pueden comparar a continuación con un umbral predeterminado y usar posteriormente para la acción de control.

[0055] En otro modo de realización, el procesador 58 se puede configurar para introducir la carga en sentido de la envergadura y una o más deformaciones estimadas que se producen en la pala de rotor 22 en, por ejemplo, una tabla de consulta bidimensional, para estimar el esfuerzo en sentido de la envergadura y el/los margen/márgenes.

[0056] En referencia de nuevo a la FIG. 8, el controlador 26 puede controlar a continuación la turbina eólica 10 en base al margen de deformación. Más específicamente, como se muestra en 110, el controlador 26 se configura para determinar un parámetro de control en base a una deformación que se produce en la pala de rotor 22 o el margen de deformación. Por ejemplo, en determinados modos de realización, el parámetro de control es el margen estimado mínimo o el esfuerzo máximo que se produce en la pala de rotor 22. Como se muestra en 112, el controlador 26 también puede determinar un error de deformación. Por ejemplo, en modos de realización particulares, el error de deformación se puede determinar restando un umbral predeterminado del parámetro de control. Como se muestra en 114, el controlador 26 puede implementar a continuación una acción correctora en base al error de deformación.

[0057] En base al error, el controlador 26 puede determinar e implementar cualquier acción correctora adecuada necesaria para un error cero o casi cero. Por ejemplo, en determinados modos de realización, la acción correctora puede incluir al menos uno de alterar el ángulo de *pitch* de una pala de rotor, modificar un par de torsión de generador, modificar la velocidad de generador, modificar la salida de potencia, orientar una góndola de la turbina eólica 10, frenar uno o más viento componentes de turbina eólica, activar un elemento modificador de flujo de aire en una o más de las palas de rotor 22, o similar.

[0058] Más específicamente, el controlador 26 puede calcular un ángulo de *pitch* para una o más de las palas de rotor 22 y aplicar la nueva restricción de *pitch* para alcanzar el error cero. Además, se debe entender que la acción correctora como se describe en el presente documento puede englobar cualquier consigna o restricción adecuada por el controlador 26. Por ejemplo, en varios modos de realización, la acción correctora puede incluir reducir o aumentar temporalmente la potencia de la turbina eólica 10 para evitar cargas excesivas en uno o más de los componentes de turbina eólica. Aumentar la potencia de la turbina eólica 10, tal como aumentando el par de torsión, puede ralentizar temporalmente la turbina eólica y actuar como un freno para ayudar a reducir o prevenir la carga. Reducir la potencia

de la turbina eólica 10 puede incluir reducir la velocidad, reducir el par de torsión o una combinación de ambos. Además, como se menciona, la turbina eólica 10 se puede reducir en potencia *pitcheando* una o más de las palas de rotor 22 alrededor de su eje de *pitch* 28. Más específicamente, el controlador 26 puede controlar en general cada mecanismo de ajuste de *pitch* 32 para alterar el ángulo de *pitch* 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). Como tal, en un modo de realización, el controlador 26 puede ordenar un nuevo punto de ajuste de *pitch* (por ejemplo, de 0 grados a 5 grados), mientras que, en otro modo de realización, el controlador 26 puede especificar una nueva restricción de *pitch* (por ejemplo, una restricción para garantizar que las consignas de *pitch* posteriores sean de al menos 5 grados).

[0059] Todavía en otro modo de realización, la turbina eólica 10 se puede reducir en potencia temporalmente modificando la demanda de par de torsión en el generador 24. En general, la demanda de par de torsión se puede modificar usando cualquier procedimiento, proceso, estructura y/o medio adecuado conocido en la técnica. Por ejemplo, en un modo de realización, la demanda de par de torsión en el generador 24 se puede controlar usando el controlador 26 transmitiendo una señal de control/consigna adecuada al generador 24 para modular el flujo magnético producido dentro del generador 24.

[0060] La turbina eólica 10 también se puede reducir en potencia temporalmente orientando la góndola 22 para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto a la dirección del viento. En otros modos de realización, el controlador 26 se puede configurar 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 componente. Todavía en otros modos de realización, el controlador 26 se puede configurar para realizar cualquier acción de control apropiada conocida en la técnica. Además, el controlador 26 puede implementar una combinación de dos o más acciones de control.

[0061] Esta descripción escrita usa ejemplos para divulgar la invención, incluyendo el modo preferente, y también para permitir que cualquier experto en la técnica ponga en práctica la invención, incluyendo fabricar y usar cualquier dispositivo o sistemas y realizar cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la invención se define por las reivindicaciones y puede incluir otros ejemplos se les ocurran a los expertos en la técnica.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (100) para operar una turbina eólica (10), comprendiendo el procedimiento:

5 calcular, por medio de un procesador (58), una o más cargas de la raíz de pala que comprenden un momento resultante de la raíz de pala de al menos una pala de rotor (22) de la turbina eólica (10);
10 estimar (104), por medio del procesador (58), una carga en el sentido de la envergadura de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente de la una o más cargas de la raíz de pala;
15 determinar (106), por medio del procesador (58), un margen de deformación de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la carga en el sentido de la envergadura y una o más deformaciones estimadas que se producen en la pala de rotor (22); y
 controlar (114), por medio de un procesador (58), la turbina eólica (10) en base al margen de deformación, y
 en el que calcular la carga de la raíz de pala de al menos una pala de rotor (22) de la turbina eólica (10) comprende, además:

 medir, por medio de uno o más sensores, una pluralidad de parámetros de operación de la turbina eólica (10);
20 estimar una fuerza fuera del plano y una fuerza en el plano que actúa sobre la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la pluralidad de parámetros de operación;
 determinar un punto de aplicación de la fuerza fuera del plano y de la fuerza en el plano sobre una envergadura de la pala de rotor (22);
 estimar un momento fuera del plano de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la fuerza fuera del plano y al punto de aplicación fuera del plano;
25 estimar un momento en el plano de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la fuerza en el plano y al punto de aplicación en el plano; y
 calcular el momento de la raíz de pala resultante que actúa sobre la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente al momento fuera del plano y al momento en el plano.

2. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que estimar la carga en el sentido de la envergadura de la pala de rotor (22) comprende, además:

 determinar un punto de operación en tiempo real de la turbina eólica (10);
35 determinar los correspondientes coeficientes de ajuste de curva en base al punto de operación;
 generar una curva de forma de carga no dimensional en base a los coeficientes; y
 escalar la curva de forma de carga no dimensional a una curva dimensional como en la una o más cargas de la raíz de pala.

3. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además almacenar, por medio de un dispositivo de memoria (60), al menos una de las una o más cargas de la raíz de pala, la carga en sentido de la envergadura o el margen de deformación.

4. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que estimar el margen de deformación de la pala de rotor (22) comprende además:

 aplicar una distribución de carga predeterminada a la pala de rotor (22);
 medir uno o más márgenes correspondientes en respuesta a la distribución de carga predeterminada; y
 almacenar los márgenes correspondientes medidos en al menos uno de un mapa o una tabla de consulta.

5. El procedimiento (100) de la reivindicación 4, en el que estimar el margen de deformación de la pala de rotor (22) comprende además:

 determinar una distribución de carga real de la pala de rotor (22) en tiempo real; y
 escalar los correspondientes márgenes medidos en base a la distribución de carga real.

6. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que la una o más deformaciones comprenden al menos una de una deformación por esfuerzo o una deformación por pandeo.

7. El procedimiento (100) de cualquier reivindicación precedente, en el que controlar la turbina eólica (10) en base al margen de deformación comprende además determinar un parámetro de control en base a al menos uno de una deformación máxima o el margen de deformación.

8. El procedimiento (100) de la reivindicación 7, que comprende además calcular un error de deformación en función del parámetro de control y un umbral predeterminado e implementar una acción correctora en base al error.

9. El procedimiento (100) de la reivindicación 8, en el que la acción correctora comprende al menos una de alterar el ángulo de *pitch* de una pala de rotor (22), modificar un par del generador, modificar la velocidad del generador, modificar la salida de potencia, orientar una góndola de la turbina eólica (10), frenar uno o más componentes de la turbina eólica (10), o activar un elemento modificador de flujo de aire en una pala de rotor (22).
10. Un sistema para operar una turbina eólica (10), comprendiendo el sistema:
un controlador (26) que comprende un procesador (58) configurado para realizar una o más operaciones, comprendiendo la una o más operaciones:
calcular una o más cargas de la raíz de pala que comprenden un momento resultante de la raíz de pala de al menos una pala de rotor (22) de la turbina eólica (10);
estimar una carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la una o más cargas de la raíz de pala;
determinar un margen de deformación de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la carga en sentido de la envergadura y una o más deformaciones estimadas que se producen en la pala de rotor (22);
y
controlar (114) la turbina eólica (10) en base al margen de deformación, y
en el que estimar la carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor (22) comprende además:
medir, por medio de uno o más sensores, una pluralidad de parámetros de operación de la turbina eólica (10);
estimar una fuerza fuera del plano y una fuerza en el plano que actúa sobre la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la pluralidad de parámetros de operación;
determinar un punto de aplicación de la fuerza fuera del plano y de la fuerza en el plano sobre una envergadura de la pala de rotor (22);
estimar un momento fuera del plano de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la fuerza fuera del plano y al punto de aplicación fuera del plano;
estimar un momento en el plano de la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente a la fuerza en el plano y al punto de aplicación en el plano; y
calcular el momento resultante de raíz de pala que actúa sobre la pala de rotor (22) en base al menos parcialmente al momento fuera del plano y al momento en el plano.
11. El sistema de la reivindicación 10, en el que estimar la carga en sentido de la envergadura de la pala de rotor (22) comprende además:
determinar un punto en operación en tiempo real de la turbina eólica (10);
determinar los correspondientes coeficientes de ajuste de curva en base al punto de operación;
generar una curva de forma de carga no dimensional en base a los coeficientes; y
escalar la curva de forma de carga no dimensional a una curva dimensional como en la una o más cargas de raíz de pala.
12. El sistema de la reivindicación 10 u 11, en el que estimar el margen de deformación de la pala de rotor (22) comprende además:
aplicar una distribución de carga predeterminada a la pala de rotor (22);
medir uno o más márgenes correspondientes en respuesta a la distribución de carga predeterminada; y
almacenar los márgenes correspondientes medidos en al menos uno de un mapa o tabla de consulta.

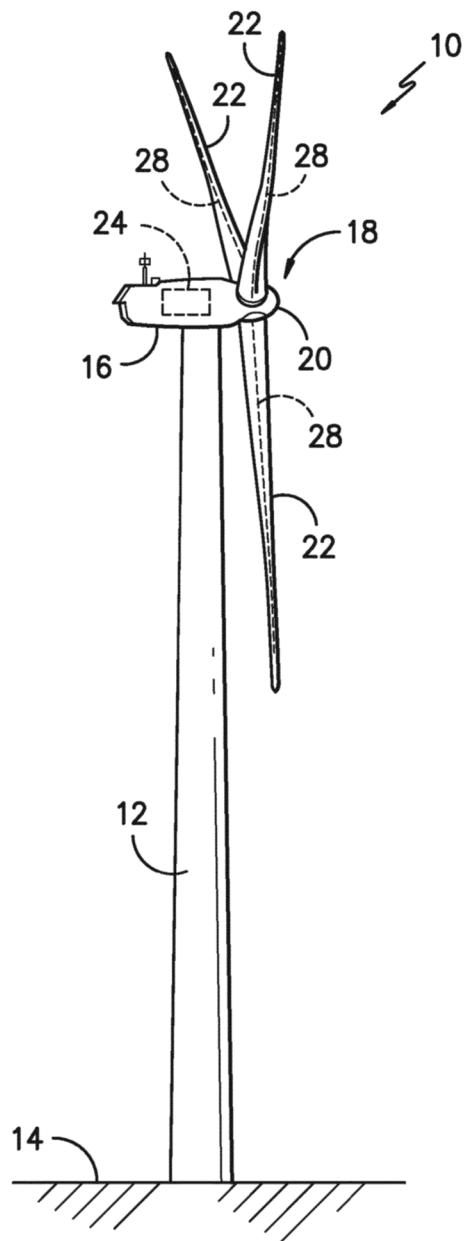


FIG. -1-

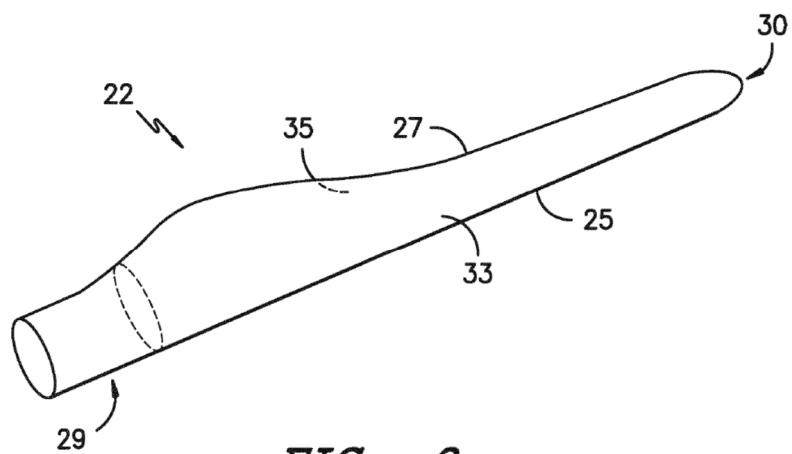


FIG. -2-

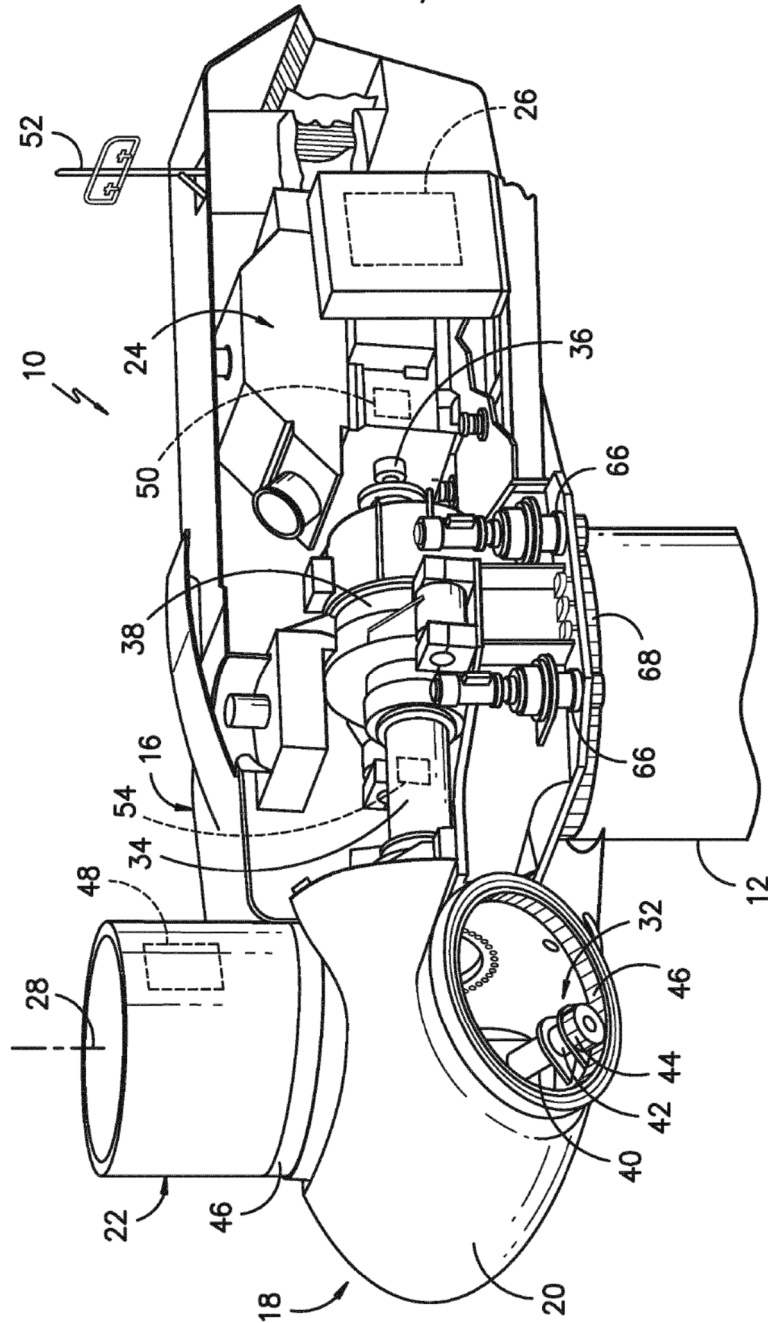


FIG. -3-

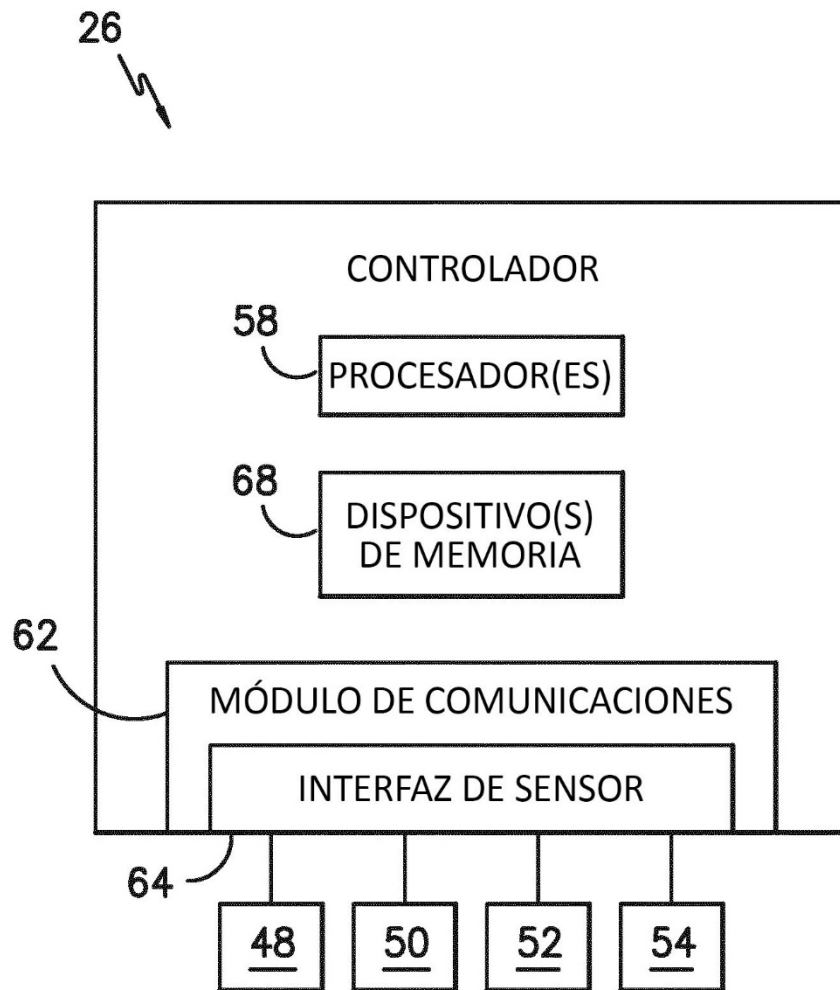


FIG. -4-

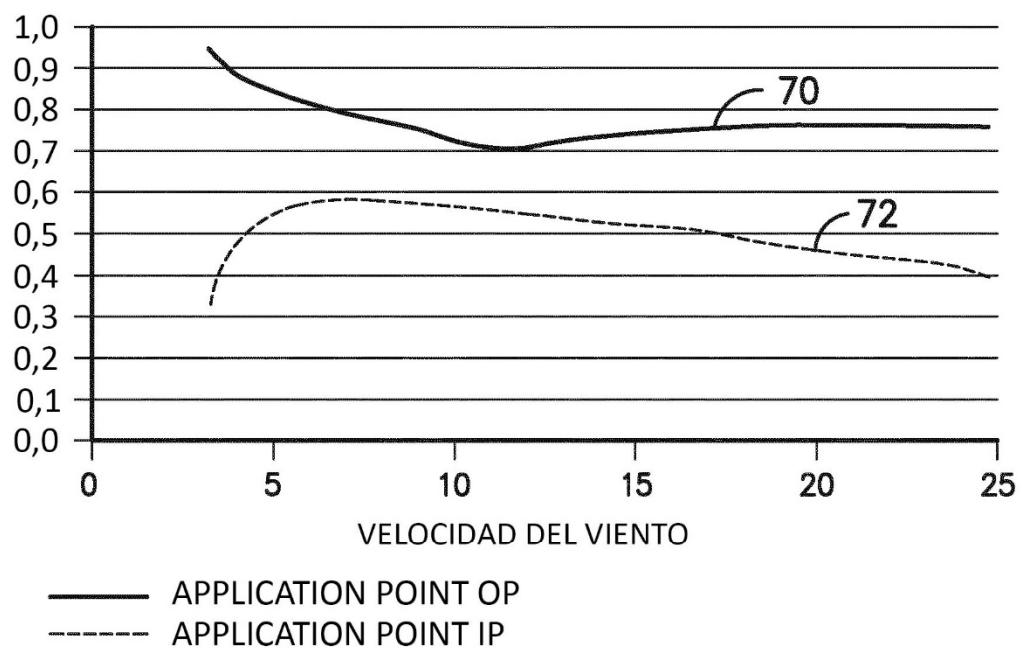


FIG. -5-

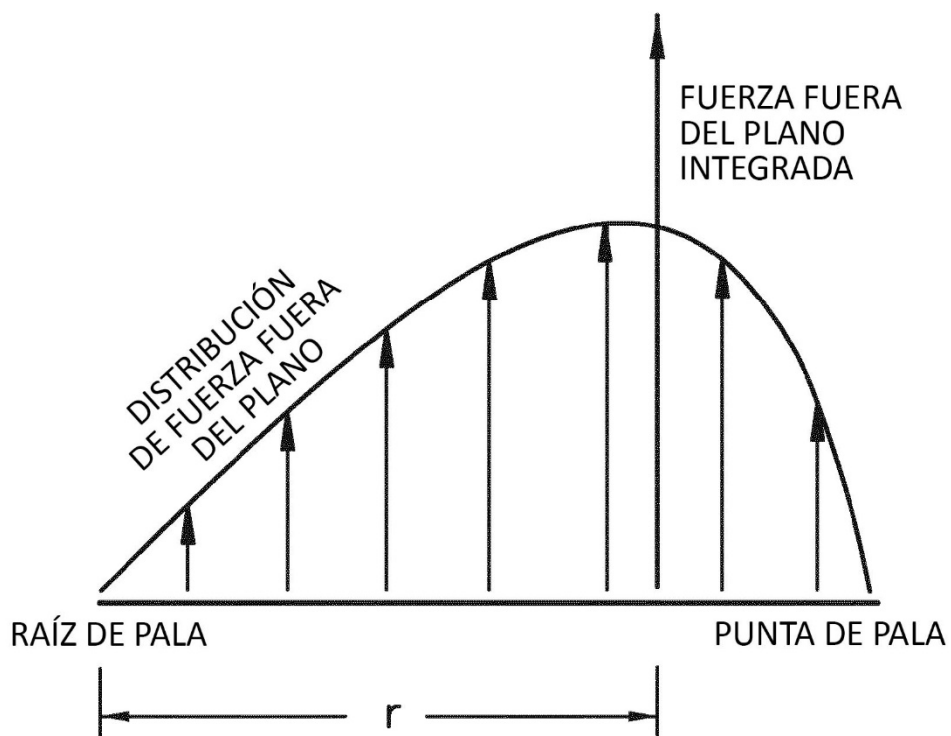


FIG. -6-

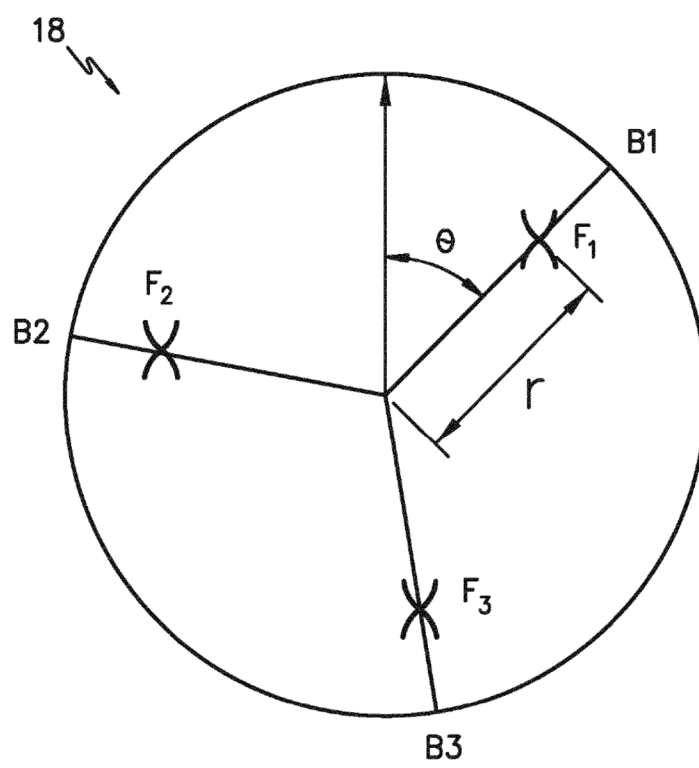


FIG. -7-

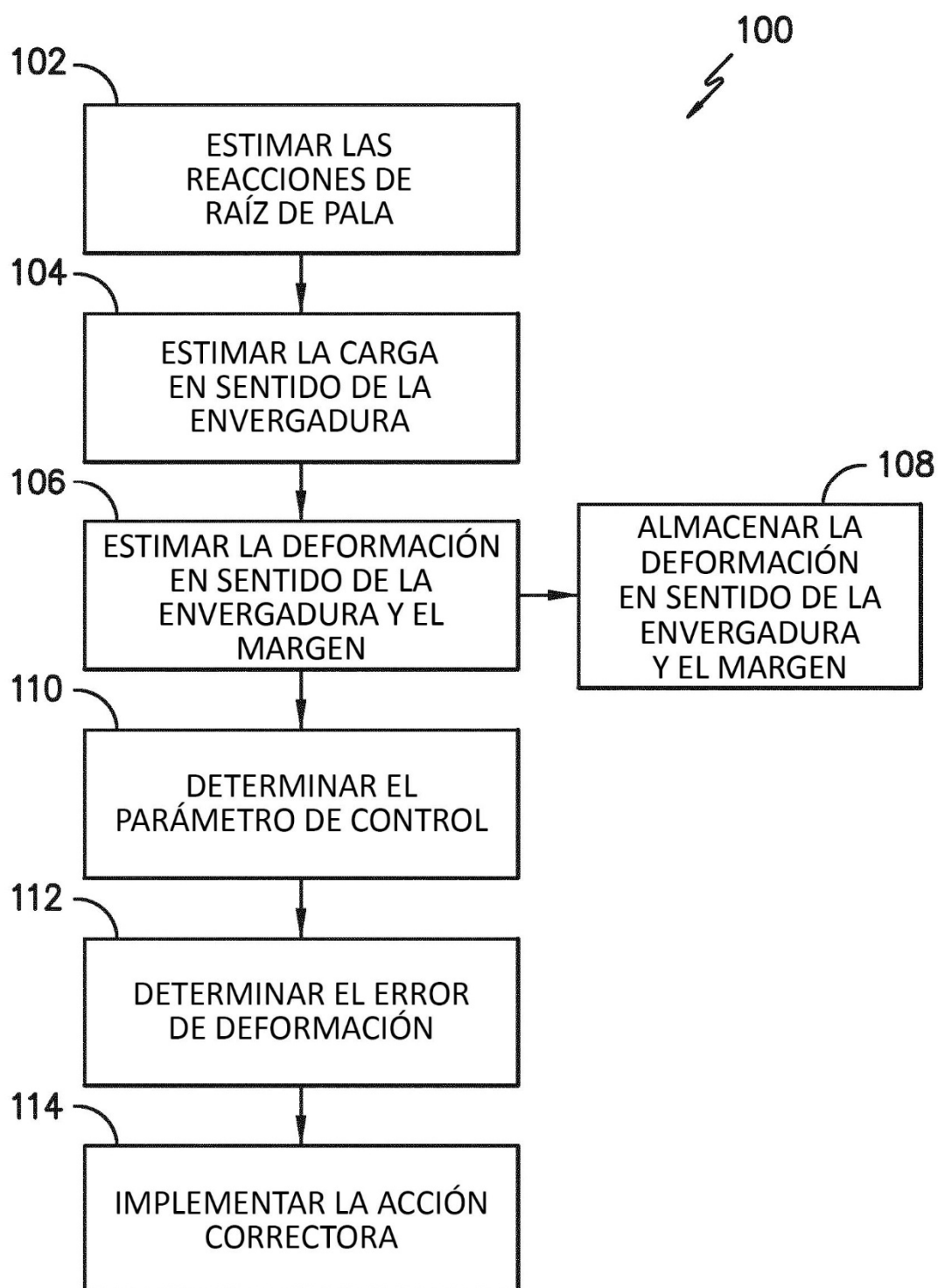


FIG. -8-

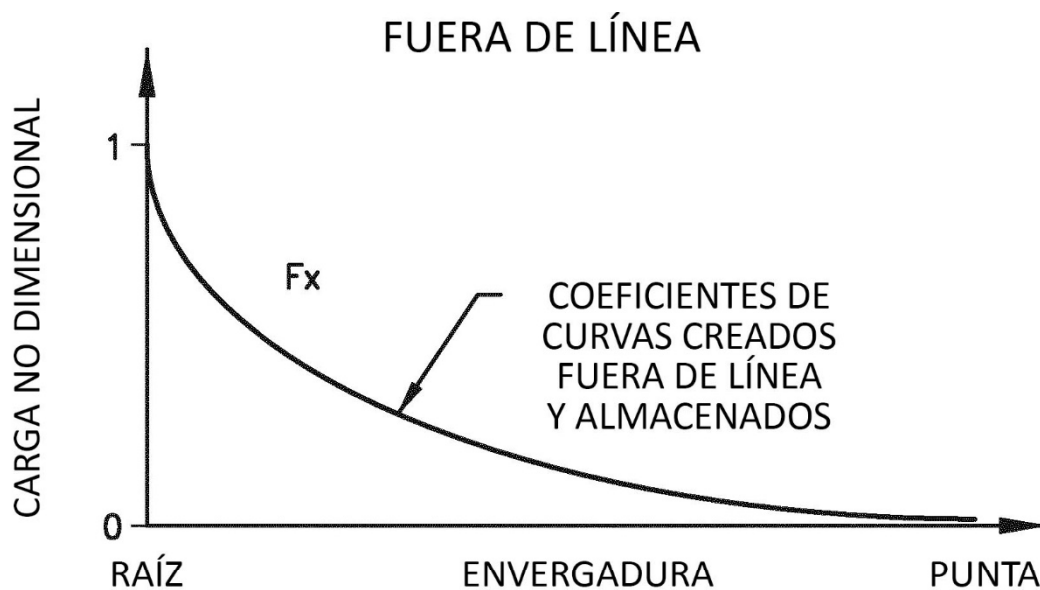


FIG. -9-

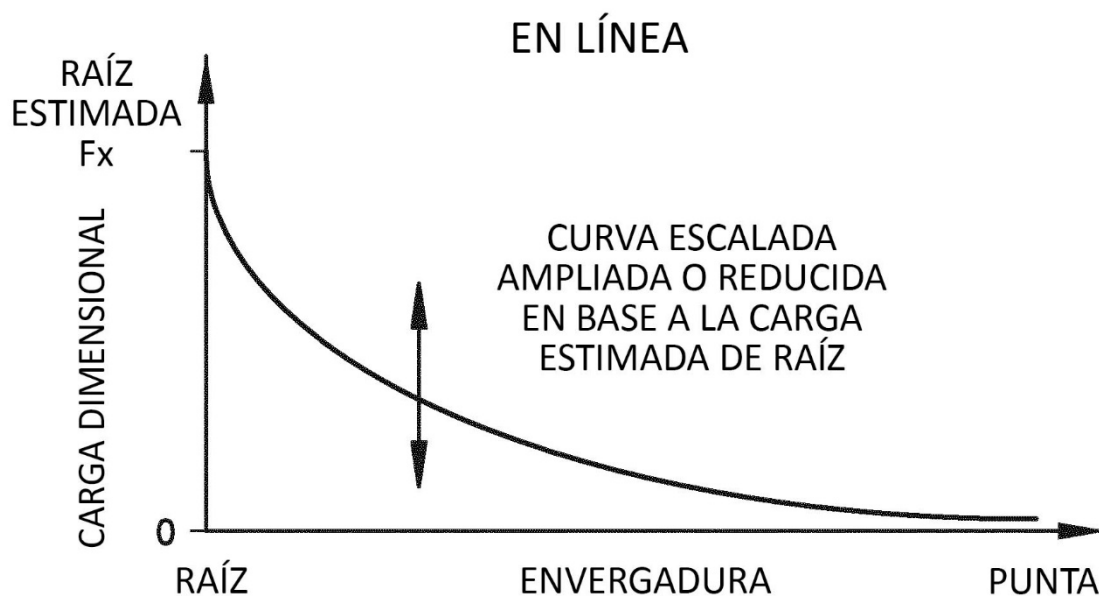


FIG. -10-