

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 659 964**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **05.09.2014 E 14183661 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **31.01.2018 EP 2860394**

54 Título: **Sistema y procedimiento para evitar la carga excesiva en una turbina eólica**

30 Prioridad:

20.09.2013 US 201314032279

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

20.03.2018

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**PERLEY, THOMAS FRANKLIN;
GERBER, BRANDON SHANE;
GANDHI, JIGNESH GOVINDLAL y
VADLAMUDI, VENKATA KRISHNA**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 659 964 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 evitar la carga excesiva en una turbina eólica

La presente invención se refiere en general a turbinas eólicas, y más particularmente, a sistemas y procedimientos para evitar la carga excesiva en una turbina eólica.

5 La energía eólica se considera una de las fuentes de energía más limpias y más respetuosas con el medio ambiente actualmente disponibles, y las turbinas eólicas han ganado una mayor atención en este sentido. Una turbina eólica moderna normalmente incluye una torre, un generador, una caja de engranajes, una góndola y un rotor. El rotor normalmente incluye un buje giratorio que tiene una o más palas del rotor unidas al mismo. Normalmente, un cojinete de paso está configurado operativamente entre el buje y un pie de pala de la pala del rotor para permitir la rotación alrededor de un eje de cabeceo. Las palas del rotor capturan la energía cinética del viento utilizando los principios aerodinámicos conocidos. Las palas del rotor transmiten la energía cinética en forma de energía de rotación para girar un árbol que acopla las palas del rotor a una caja de engranajes, o si no se usa una caja de engranajes, directamente al generador. El generador posteriormente convierte la energía mecánica en energía eléctrica que puede implementarse en una red pública.

10 15 La cantidad de energía que puede producirse mediante una turbina eólica normalmente está limitada por limitaciones estructurales (es decir, cargas de diseño) de los componentes de la turbina eólica individual. Por ejemplo, el pie de pala de una turbina eólica puede experimentar cargas (por ejemplo, un momento flector del pie de pala) asociadas tanto con la carga promedio debida al funcionamiento de la turbina como con las cargas dinámicas fluctuantes debidas a las condiciones ambientales. Dicha carga puede dañar el cojinete de paso, lo que eventualmente hará que el cojinete de paso falle. Las cargas fluctuantes pueden cambiar día a día o estación a estación y pueden basarse en la velocidad del viento, en los picos de viento, en la turbulencia del viento, en la cizalladura del viento, en los cambios en la dirección del viento, en la densidad en el aire, en la desalineación de la guiñada, en el flujo ascendente o similar. Específicamente, por ejemplo, las cargas experimentadas por una turbina eólica pueden variar con la velocidad del viento.

20 25 Como tal, es imperativo monitorizar las cargas que actúan sobre la turbina eólica para asegurar que no se excedan las cargas de diseño. Se han empleado varios sistemas y procedimientos para estimar las cargas experimentadas por una turbina eólica. Por ejemplo, un sistema estima las cargas determinando un empuje que actúa sobre la turbina eólica. Los términos "empuje", "valor de empuje", "parámetro de empuje" o similares tal como se usan en el presente documento pretenden abarcar una fuerza que actúa sobre la turbina eólica debido al viento. La fuerza de empuje proviene de un cambio en la presión a medida que el viento pasa por la turbina eólica y se ralentiza. Por ejemplo, las figuras 1 y 2 ilustran una carga y un empuje que actúan sobre un componente de turbina eólica en función de la velocidad del viento, respectivamente. Las líneas continuas representan una carga promedio y un empuje medio para tres niveles de intensidad de turbulencia diferentes, mientras que las líneas de puntos representan una carga máxima y un empuje máximo, respectivamente. Más específicamente, las líneas 100, 200 continuas y las líneas 102, 202 de puntos representan un día de viento fuerte con aproximadamente un 25 % de intensidad de turbulencia; las líneas 104, 204 continuas y las líneas 106, 206 de puntos representan un día de viento intermedio con aproximadamente un 15 % de intensidad de turbulencia; y las líneas 108, 208 continuas y las líneas 110, 210 de puntos representan un día de viento relativamente suave con aproximadamente un 5 % de intensidad de turbulencia.

30 35 40 Como se muestra en la figura 1, la carga promedio es casi la misma para los tres niveles de intensidad de turbulencia; sin embargo, la carga máxima aumenta drásticamente con el aumento de la intensidad de turbulencia y de la velocidad del viento. De manera similar, como se muestra en la figura 2, el empuje correspondiente también aumenta drásticamente con el aumento de la intensidad de la turbulencia y de la velocidad del viento. En otras palabras, existe una correlación directa entre la carga de la turbina eólica y el empuje, como se muestra en la figura 3. Por consiguiente, estimar el empuje experimentado por la turbina eólica puede ayudar a predecir, y por lo tanto a minimizar, las cargas que actúan sobre diversos componentes de la turbina eólica.

45 50 55 60 Otras estrategias de control han utilizado diversas tecnologías de control que utilizan algoritmos para estimar las cargas que actúan en una turbina eólica. Por ejemplo, haciendo referencia ahora a la figura 4, una turbina eólica que implementa una de tales tecnologías de control, estima las cargas que actúan sobre la turbina eólica determinando un empuje estimado (línea 402). La tecnología calcula el empuje 402 estimado usando una pluralidad de condiciones de funcionamiento de la turbina, tales como, por ejemplo, el ángulo de paso, la potencia de salida, la velocidad del generador y la densidad del aire. Las condiciones de funcionamiento 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 sus siglas en inglés look-up table). En la realización ilustrada, por ejemplo, la LUT es representativa de un empuje de turbina eólica. También puede calcularse una desviación típica +/- del empuje estimado (líneas 404, 406), junto con un empuje máximo operacional (punto 408) y un límite 410 de empuje. Como tal, la turbina eólica puede controlarse basándose en una diferencia entre el empuje 408 máximo y el límite 410 de empuje. Tales tecnologías de control, sin embargo, normalmente son solo representativas de las condiciones de funcionamiento ideales (es decir, condiciones de régimen permanente) y no representan cargas dinámicas o fluctuantes debidas a las condiciones ambientales. Además, el límite 410 de empuje permanece constante incluso aunque las cargas

experimentadas por la turbina eólica puedan variar con la velocidad del viento.

Ejemplos de control de la turbina eólica de acuerdo con las cargas mecánicas se proporcionan, por ejemplo, por la patente de Estados Unidos 2013/0035798 A1, por la patente internacional WO 2012/136277 A1, por la patente de Estados Unidos 2013/0161955 A1 o por la patente internacional WO 2011/042369 A2.

- 5 En consecuencia, en la tecnología serían bienvenidos un sistema y un procedimiento mejorados para evitar cargas excesivas en una turbina eólica que varíen el límite de empuje. Más específicamente, serían ventajosos un sistema y un procedimiento que incorporen cargas dinámicamente fluctuantes debido a las condiciones ambientales. Diversos aspectos y ventajas de la invención se expondrán en parte en la siguiente descripción, o pueden aclararse a partir de la descripción, o pueden aprenderse a través de la práctica de la invención.
- 10 Los aspectos de la presente invención proporcionan procedimientos como los establecidos por las reivindicaciones. En una realización, se divulga un procedimiento para evitar la carga excesiva en una turbina eólica. El procedimiento incluye determinar un parámetro actual de la turbina eólica usando al menos una condición de funcionamiento a través de un procesador, la condición de funcionamiento indicativa del funcionamiento de la turbina eólica; almacenar el parámetro actual de la turbina eólica en un almacén de memoria durante un período de tiempo
- 15 predeterminado; calcular la desviación típica de una pluralidad de los parámetros actuales de la turbina eólica almacenados; determinar un parámetro futuro de la turbina eólica; calcular un parámetro máximo de la turbina eólica en función de la desviación típica de la pluralidad de parámetros de la turbina eólica almacenados y del parámetro futuro de la turbina eólica; y, controlar la turbina eólica basándose en la diferencia entre el parámetro máximo de la turbina eólica y un punto de consigna del parámetro para evitar una carga excesiva en la turbina eólica.
- 20 En realizaciones adicionales, la al menos una condición de funcionamiento puede incluir cualquiera de las siguientes: ángulo de paso, velocidad del generador, salida de potencia, salida de par, temperatura, presión, relación de velocidad de las puntas, densidad del aire, velocidad del rotor, o similar. En otra realización más, el parámetro actual de la turbina eólica y el parámetro futuro de la turbina eólica reflejan un empuje de la turbina eólica.
- 25 En una realización adicional, la etapa de determinar el parámetro actual de la turbina eólica y de determinar el parámetro futuro de la turbina eólica incluye utilizar una pluralidad de ecuaciones, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico, y/o una o más tablas de consulta. En realizaciones adicionales, el procedimiento incluye además la etapa de determinar una pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica y de filtrar la pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica. En diversas realizaciones, la etapa de filtrar la pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica puede incluir utilizar al menos uno de entre un filtro de paso alto, un filtro de paso bajo o una combinación de los mismos. En realizaciones adicionales, el procedimiento incluye además aplicar una ganancia constante o variable a la desviación típica.
- 30 En una realización adicional, la etapa de calcular un parámetro máximo de la turbina eólica en función de la desviación típica y del parámetro futuro de la turbina eólica incluye sumar la desviación típica y el parámetro futuro de la turbina eólica. Además, la etapa de calcular puede incluir multiplicar la desviación típica por un factor de escala. En otra realización, el procedimiento incluye además variar el punto de consigna del parámetro basándose en al menos uno de un parámetro de viento o una de las condiciones de funcionamiento. En otra realización más, la etapa de controlar la turbina eólica basándose en la diferencia entre el parámetro de empuje máximo y un punto de consigna del parámetro para evitar una carga excesiva en la turbina eólica incluye implementar una acción de control. La acción de control puede incluir cualquiera de las siguientes: alterar el ángulo de paso de una pala de
- 35 rotor, modificar el par del generador, modificar la velocidad del generador, modificar la potencia de salida, orientar la góndola de la turbina eólica, frenar uno o más componentes de la turbina eólica, activar un elemento de modificación de flujo de aire en una pala de rotor, o similar.
- 40 En otro aspecto que no forma parte de la invención, se divulga un procedimiento para evitar la carga excesiva en una turbina eólica. El procedimiento incluye estimar un parámetro actual de viento usando al menos una condición de funcionamiento a través de un procesador, la condición de funcionamiento indicativa del funcionamiento de la turbina eólica; determinar una condición de carga basándose en el parámetro actual de viento, la condición de carga representativa de una carga que actúa sobre la turbina eólica; determinar un punto de consigna del parámetro basándose en el parámetro actual de viento, el punto de consigna de parámetro que refleja una carga de la turbina eólica antes de que se produzca una carga excesiva; variar el punto de consigna del parámetro con el parámetro actual de la turbina eólica; y controlar la turbina eólica basándose en la diferencia entre la condición de carga y el punto de consigna del parámetro para evitar una carga excesiva en la turbina eólica. Debe entenderse que el procedimiento puede incluir adicionalmente cualquiera de las etapas descritas en el presente documento.
- 45 En este aspecto, el parámetro actual de viento puede ser representativo de la velocidad del viento. Como tal, el procedimiento puede incluir además variar el punto de consigna del parámetro basándose en la velocidad del viento.
- 50 En otra realización, la condición de carga puede ser representativa de un empuje de la turbina eólica. En otra realización más, se divulga un procedimiento para evitar la carga excesiva en una turbina eólica. El procedimiento incluye determinar un parámetro actual de empuje basándose en una pluralidad de condiciones de funcionamiento, las condiciones de funcionamiento indicativas del funcionamiento de la turbina eólica; almacenar el parámetro actual de empuje en un almacén de memoria durante un período de tiempo predeterminado; calcular la desviación típica de una pluralidad de los parámetros actuales de empuje almacenados; aplicar una ganancia constante o una ganancia variable a la desviación típica; determinar un parámetro futuro de empuje; calcular un parámetro de empuje máximo en función de la desviación típica y del parámetro futuro de la turbina eólica; e implementar una acción de control basándose en la diferencia entre el parámetro de empuje máximo y el punto de
- 60

consigna del parámetro para evitar una carga excesiva en la turbina eólica. Debe entenderse que el procedimiento puede incluir adicionalmente cualquiera de las etapas descritas en el presente documento.

En otra realización más, se describe un sistema para evitar la carga de exceso en una turbina eólica. El sistema puede incluir un procesador y un controlador configurados para completar cualquiera de los pasos de los diversos procedimientos descritos en el presente documento.

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 constituyen una parte de esta memoria descriptiva, ilustran las realizaciones de la invención y, junto con la descripción, sirven para explicar los principios de la invención. En los dibujos:

10 la figura 1 ilustra un gráfico de una carga que actúa sobre una turbina eólica en función de la velocidad del viento de acuerdo con estrategias de control convencionales;

la figura 2 ilustra un gráfico de un empuje que actúa sobre una turbina eólica en función de la velocidad del viento de acuerdo con estrategias de control convencionales;

15 la figura 3 ilustra un gráfico de una carga y de un empuje que actúan sobre una turbina eólica en función de la velocidad del viento de acuerdo con estrategias de control convencionales;

la figura 4 ilustra un gráfico de un empuje que actúa sobre una turbina eólica en función de la velocidad del viento de acuerdo con estrategias de control convencionales;

la figura 5 ilustra un gráfico de un empuje que actúa sobre una turbina eólica en función de la velocidad del viento de acuerdo con la presente divulgación;

20 la figura 6 ilustra una vista en perspectiva de una realización de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

la figura 7 ilustra una vista interna simplificada de una realización de una góndola de una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación;

25 la figura 8 ilustra un diagrama esquemático de una realización de un controlador de acuerdo con la presente divulgación;

la figura 9 ilustra un diagrama esquemático de una realización de un procesador de acuerdo con la presente divulgación;

la figura 10 ilustra un gráfico que compara un límite de empuje constante y un límite de empuje variable en función de la velocidad del viento de acuerdo con la presente divulgación;

30 la figura 11 ilustra un gráfico que compara un valor de empuje correspondiente a un límite de empuje constante y un valor de empuje correspondiente a un límite de empuje variable de acuerdo con la presente divulgación; y,

la figura 12 ilustra un diagrama de flujo de una realización de un procedimiento para evitar la carga excesiva que actúa sobre una turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación.

35 La figura 1 ilustra un gráfico de una carga que actúa sobre una turbina eólica en función de ejemplos de viento de los que se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la invención, no como limitación de la invención. De hecho, será evidente para los expertos en la materia que pueden realizarse diversas modificaciones y variaciones en la presente invención sin apartarse del ámbito de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de una realización pueden utilizarse con otra realización para dar lugar a otra realización adicional. Por lo tanto, se pretende que la presente invención cubra tales modificaciones y variaciones que entren dentro del ámbito de las reivindicaciones adjuntas.

40 Generalmente, el presente objeto se dirige a un sistema y a un procedimiento para evitar la carga excesiva en una turbina eólica estimando las cargas en régimen permanente y las cargas dinámicamente fluctuantes experimentadas por la turbina eólica. En una realización, por ejemplo, la presente divulgación determina un parámetro actual de turbina eólica, tal como un parámetro de empuje, que utiliza una pluralidad de condiciones de funcionamiento. Las condiciones de funcionamiento pueden consistir en cualquier combinación de las siguientes: ángulo de paso, velocidad del generador, salida de potencia, salida de par, temperatura, presión, una relación de velocidad de las puntas, densidad del aire, velocidad del rotor o similar. El sistema almacena a continuación una pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica y calcula una desviación típica de los parámetros almacenados. El sistema también puede calcular simultáneamente un parámetro futuro de turbina eólica. Como tal, puede determinarse un parámetro máximo de la turbina eólica en función de los parámetros actuales y futuros de la turbina eólica. El parámetro máximo de la turbina eólica es indicativo de una carga proyectada que se espera que llegue a la turbina eólica y representa tanto las cargas en régimen permanente del funcionamiento de la turbina como las cargas dinámicamente fluctuantes debido a las condiciones ambientales. Por consiguiente, el sistema puede determinar la diferencia entre el parámetro máximo de la turbina eólica y un punto de consigna del parámetro y controlar la turbina eólica basándose en la diferencia para evitar una carga excesiva en la turbina eólica. Además, el punto de consigna

del parámetro puede variarse basándose en un parámetro de viento, como la velocidad del viento, o en una de las condiciones de funcionamiento.

En otra realización, el procedimiento incluye estimar la velocidad del viento usando una pluralidad de condiciones de funcionamiento a través de un procesador, usando la velocidad estimada del viento para establecer un límite de empuje, y estimar un valor de empuje de la turbina eólica basándose en la velocidad del viento. Como tal, un controlador puede controlar la turbina eólica basándose en la diferencia entre el valor de empuje y el límite de empuje para evitar una carga excesiva en la turbina eólica. Adicionalmente, el procedimiento puede incluir además variar el límite de empuje basándose en un parámetro de viento, tal como la velocidad del viento, o en una de las condiciones de funcionamiento.

Las diversas realizaciones del sistema y del procedimiento descritas en el presente documento proporcionan numerosas ventajas. Por ejemplo, utilizando tanto la carga promedio del funcionamiento de la turbina como la carga dinámica o fluctuante de las condiciones ambientales, la presente divulgación como se describe en el presente documento, puede estimar de manera más efectiva las cargas de la turbina eólica y por lo tanto puede evitar de forma más eficiente una carga excesiva que puede dañar la turbina eólica. Además, variando el límite de empuje basándose en un parámetro de viento o en una o más de las condiciones de funcionamiento, la presente divulgación puede mitigar de manera más efectiva las cargas que actúan sobre diversos componentes de la turbina eólica. En consecuencia, pueden minimizarse la fatiga y el fallo extremo de diversos componentes de la turbina eólica, al tiempo que se maximiza la producción anual de energía (PAE). Además, la presente divulgación puede implementarse usando componentes existentes de la turbina eólica. Como tal, un usuario no está obligado a comprar, instalar y mantener equipos nuevos. Además, el sistema puede estar integrado 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 monitorización remota o combinaciones de los mismos.

Otras ventajas de la presente divulgación pueden entenderse mejor con referencia a las figuras 2 y 5. Únicamente con fines ilustrativos, el parámetro actual de la turbina eólica es un valor de empuje de la turbina eólica, como se indica en el eje y. Como se muestra en la figura 5, las líneas 500, 504, 508 continuas representan un valor medio de empuje para tres niveles de intensidad de turbulencia diferentes, mientras que las líneas 502, 506, 512 de puntos representan un valor de empuje máximo. La línea 500 continua y la línea 502 de puntos representan un día de viento fuerte con aproximadamente un 20 % de intensidad de turbulencia; la línea 504 continua y la línea 506 de puntos representan un día de viento intermedio con aproximadamente un 15 % de intensidad de turbulencia; y la línea 508 continua y la línea 512 de puntos representan un día de viento relativamente suave con aproximadamente un 5 % de intensidad de turbulencia. Similar a la figura 2, el valor medio de empuje (líneas 500, 504, 508) es casi el mismo para los tres niveles de intensidad de turbulencia. Sin embargo, en contraste, la tecnología de control de la presente divulgación disminuye drásticamente los valores de empuje máximos, como se ilustra mediante las líneas 502, 506 y 512, cuando se compara con las tecnologías de control convencionales ilustradas en la figura 2, como se ilustra mediante las líneas 202, 206 y 210. Por consiguiente, la presente divulgación estima de manera más efectiva las cargas que actúan sobre la turbina eólica, proporcionando de este modo un procedimiento mejorado para evitar que la carga excesiva dañe la turbina eólica.

Con referencia ahora a la figura 6, se ilustra una vista en perspectiva de una realización de una turbina 10 eólica que puede implementar la tecnología de control de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra, la turbina 10 eólica generalmente incluye una torre 12 que se extiende desde una superficie 14 de soporte, una góndola 16 montada en la torre 12, y un rotor 18 acoplado a la góndola 16. El rotor 18 incluye un buje 20 giratorio y al menos una pala 22 de rotor acoplada a y que se extiende hacia fuera del buje 20. Por ejemplo, en la realización ilustrada, el rotor 18 incluye tres palas 22 de rotor. Sin embargo, en una realización alternativa, el rotor 18 puede incluir más o menos de tres palas 22 de rotor. Cada pala 22 de rotor puede estar espaciada alrededor del buje 20 para facilitar el giro del rotor 18 para permitir que la energía cinética del viento se transfiera a energía mecánica utilizable, y posteriormente, a energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 20 puede estar acoplado de forma giratoria a un generador 24 eléctrico (figura 7) situado dentro de la góndola 16 para permitir que se produzca energía eléctrica.

La turbina 10 eólica también puede incluir un controlador 26 de turbina eólica centralizado dentro de la góndola 16. Sin embargo, en otras realizaciones, el controlador 26 puede estar ubicado dentro de cualquier otro componente de la turbina 10 eólica o en un lugar fuera de la turbina eólica. Además, el controlador 26 puede estar acoplado de forma comunicativa a cualquier número de componentes de la turbina 10 eólica para controlar el funcionamiento de tales componentes y/o para implementar una acción de corrección. Como tal, el controlador 26 puede incluir un ordenador u otra unidad de procesamiento adecuada. Por tanto, en varias realizaciones, el controlador 26 puede incluir instrucciones legibles por ordenador adecuadas que, cuando se implementan, configuran el controlador 26 para realizar diversas funciones diferentes, tales como recibir, transmitir y/o ejecutar señales de control de la turbina eólica. Por consiguiente, el controlador 26 puede configurarse en general para controlar los diversos modos de funcionamiento (por ejemplo, secuencias de arranque o apagado), para reducir la capacidad normal de la turbina eólica, y/o para controlar diversos componentes de la turbina 10 eólica como se discutirá en más detalle a continuación.

Con referencia ahora a la figura 7, se ilustra una vista interna simplificada de una realización de la góndola 16 de la turbina 10 eólica mostrada en la figura 6. Como se muestra, el generador 24 puede estar acoplado al rotor 18 para

producir energía eléctrica a partir de la energía de rotación generada por el rotor 18. Por ejemplo, como se muestra en la realización ilustrada, el rotor 18 puede incluir un árbol 34 de rotor acoplado al buje 20 para gira con el mismo. El árbol 34 de rotor puede, a su vez, estar acoplado de forma giratoria a un árbol 36 de generador del generador 24 a través de una caja 38 de engranajes. Como se entiende generalmente, el árbol 34 de rotor puede proporcionar una entrada de baja velocidad y par alto a la caja 38 de engranajes en respuesta a la rotación de las palas 22 de rotor y del buje 20. La caja 38 de engranajes puede configurarse entonces para convertir la entrada de baja velocidad y par alto en una salida de alta velocidad y par bajo para accionar el árbol 36 de generador y, por lo tanto, el generador 24.

Cada pala 22 de rotor puede incluir también un mecanismo 32 de ajuste de paso configurado para hacer girar cada pala 22 de rotor alrededor de su eje 28 de cabeceo. Además, cada mecanismo 32 de ajuste de paso puede incluir un motor 40 de accionamiento de paso (por ejemplo, cualquier motor eléctrico, hidráulico o neumático adecuado), una caja 42 de engranajes de accionamiento de paso y un piñón 44 de accionamiento de paso. En tales realizaciones, el motor 40 de accionamiento de paso puede estar acoplado a la caja 42 de engranajes de accionamiento de paso de modo que el motor 40 de accionamiento de paso imparta fuerza mecánica a la caja 42 de engranajes de accionamiento de paso. De forma similar, la caja 42 de engranajes de accionamiento de paso puede estar acoplada al piñón 44 de accionamiento de paso para girar con el mismo. El piñón 44 de accionamiento de paso puede estar a su vez en engranaje giratorio con un cojinete 46 de paso acoplado entre el buje 20 y una pala 22 de rotor correspondiente de manera que la rotación del piñón 44 de accionamiento de paso provoca la rotación del cojinete 46 de paso. Por lo tanto, en tales realizaciones, la rotación del motor 40 de accionamiento de paso acciona la caja 42 de engranajes de accionamiento de paso y el piñón 44 de accionamiento de paso, haciendo girar de este modo el cojinete 46 de paso y la pala 22 de rotor alrededor del eje 28 de cabeceo. De forma similar, la turbina 10 eólica puede incluir uno o más mecanismos 66 de accionamiento de guiñada acoplados de forma comunicativa al controlador 26, con cada mecanismo o mecanismos 66 de accionamiento de guiñada configurado(s) para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto al viento (por ejemplo, engranando un cojinete 68 de guiñada de la turbina 10 eólica).

Haciendo referencia todavía a la figura 7, la turbina 10 eólica también puede incluir uno o más sensores 48, 50, 52 para medir las condiciones de funcionamiento necesarias para calcular el parámetro actual de la turbina eólica. Por ejemplo, en diversas realizaciones, los sensores pueden incluir sensores 48 de pala para medir un ángulo de paso de una de las palas 22 de rotor o para medir una carga que actúa sobre una de las palas 22 de rotor; sensores 50 de generador para monitorizar el generador 24 (por ejemplo, el par, la velocidad de rotación, la aceleración y/o la potencia de salida); y/o varios sensores 52 de viento para medir diversos parámetros de viento, tales como la velocidad del viento, los picos de viento, la turbulencia del viento, la cizalladura del viento, cambios en la dirección del viento, la densidad del aire, o similares. Además, los sensores pueden estar ubicados cerca del suelo de la turbina eólica, en la góndola o en un mástil anemométrico de la turbina eólica. También debe entenderse que puede emplearse cualquier otro número o tipo de sensores y en cualquier lugar. Por ejemplo, los sensores pueden ser unidades de medición inercial (MIMU, por sus siglas en inglés, Micro Inertial Measurement Unit), medidores de tensión, acelerómetros, sensores de presión, sensores de ángulo de ataque, sensores de vibración, sensores de medición y detección de objetos mediante luz (LIDAR, por sus siglas en inglés, Light Detecting and Ranging), sistemas de cámara, sistemas de fibra óptica, anemómetros, veletas de orientación, sensores de medición y detección sónica (SODAR, por sus siglas en inglés, Sonic Detection and Ranging), láseres de infrarrojo, radiómetros, tubos de Pitot, sensores de radioviento, otros sensores ópticos y/o cualquier otro sensor adecuado. Debería apreciarse que, tal como se utiliza en el presente documento, el término "monitorizar" y sus variaciones indican que los diversos sensores pueden configurarse para proporcionar una medición directa de los parámetros que se están monitorizando o una medición indirecta de dichos parámetros. Por lo tanto, los sensores pueden, por ejemplo, utilizarse para generar señales relacionadas con el parámetro que se está monitorizando, que luego pueden utilizarse por el controlador 26 para determinar el parámetro real.

Con referencia ahora a las figuras 8 y 9, se ilustran diagramas de bloques de diversas realizaciones del controlador 26 y del procesador 58 de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra en la figura 8, el controlador 26 puede incluir uno o más procesadores 58, un estimador 56 de parámetros de la turbina eólica y dispositivo(s) 60 de memoria asociados configurados para realizar una variedad de funciones implementadas por ordenador (por ejemplo, realizar los procedimientos, etapas, cálculos y similares y almacenar los datos relevantes como se divulga en el presente documento). Adicionalmente, el controlador 26 también puede incluir un módulo 62 de comunicaciones para facilitar las comunicaciones entre el controlador 26 y los diversos componentes de la turbina 10 eólica. Además, el módulo 62 de comunicaciones puede incluir una interfaz 64 de sensor (por ejemplo, uno o más convertidores de analógico a digital) para permitir que las señales transmitidas desde los sensores 48, 50, 52 se conviertan en señales que puedan ser comprendidas y procesadas por los procesadores 58. Debe apreciarse que los sensores 48, 50, 52 pueden estar acoplados de forma comunicativa al módulo 62 de comunicaciones usando cualquier medio adecuado. Por ejemplo, como se muestra en la figura 8, los sensores 48, 50, 52 están acoplados a la interfaz 64 de sensor a través de una conexión por cable. Sin embargo, en otras realizaciones, los sensores 48, 50, 52 pueden estar acoplados a la interfaz 64 de sensor a través de una conexión inalámbrica, tal como mediante el uso de cualquier protocolo de comunicaciones inalámbricas adecuado conocido en la técnica.

Con referencia ahora a la figura 9, se ilustra un diagrama de bloques para ilustrar adicionalmente el procesador 58 de acuerdo con la presente divulgación. Como se muestra, el procesador 58 recibe una o más señales de los sensores 48, 50, 52. Más específicamente, el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica recibe las señales de los sensores 48, 50, 52 que son representativas del funcionamiento de la turbina eólica. Además, el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica está configurado para determinar un parámetro actual de turbina eólica o un parámetro actual de viento como se describe en el presente documento. Como se usa en el presente documento, un parámetro actual de turbina eólica refleja normalmente una carga que actúa sobre la turbina eólica, tal como un empuje, mientras que el término parámetro actual de viento refleja normalmente una condición del viento, como la velocidad del viento, picos de viento, turbulencia del viento, cizalladura del viento, cambios en la dirección del viento, densidad del aire y/o similar. Debe entenderse que el estimador 56 de parámetros de viento está configurado para determinar los parámetros de la turbina eólica actuales y futuros y los parámetros de viento actuales y futuros. El estimador 56 de parámetros de la turbina eólica puede considerarse un software que utiliza una pluralidad de condiciones de funcionamiento para calcular, en tiempo real, el parámetro actual de la turbina eólica. Además, el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica puede comprender firmware que incluye el software, que puede ser ejecutado por el procesador 58. Además, el estimador 56 de parámetros de viento puede estar en comunicación con los diversos sensores y dispositivos de la turbina 10 eólica, que pueden proporcionar las condiciones de funcionamiento para el estimador 56 de la turbina eólica.

Como se usa en el presente documento, el término "procesador" se refiere no solo a los circuitos integrados mencionados en la técnica como incluidos en un ordenador, sino también a un controlador, a un microcontrolador, a un microordenador, a un controlador lógico programable (PLC, por sus siglas en inglés, programmable logic controller), a un circuito integrado específico de la aplicación y a otros circuitos programables. Adicionalmente, el(los) dispositivo(s) 60 de memoria puede(n) comprender generalmente elemento(s) de memoria que incluyen, pero no se limitan a, medios legibles por ordenador (por ejemplo, memoria de acceso aleatorio (RAM, por sus siglas en inglés, random access memory)), medios no volátiles legibles por ordenador (por ejemplo, una memoria flash), un disquete, un disco compacto de memoria de solo lectura (CD-ROM, por sus siglas en inglés, compact disc-read only memory), un disco magneto-óptico (MOD, por sus siglas en inglés, magneto-optical disk), un disco versátil digital (DVD, por sus siglas en inglés, digital versatile disc) y/u otros elementos de memoria adecuados. Tal(es) dispositivo(s) 60 de memoria pueden estar configurados generalmente 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 no se limitan a, determinar uno o más parámetros actuales de turbina eólica de la turbina 10 eólica basándose en la pluralidad de datos de funcionamiento, determinar un parámetro máximo de la turbina eólica, transmitir señales de control adecuadas para implementar acciones de control para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica, y varias otras funciones adecuadas implementadas por ordenador.

Haciendo referencia todavía a la figura 9, el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica puede calcular el parámetro actual de la turbina eólica/del viento en función de una o más condiciones de funcionamiento. El parámetro actual de la turbina eólica es al menos representativo de una carga en régimen permanente experimentada por la turbina eólica durante el funcionamiento de la turbina. Las condiciones de funcionamiento pueden consistir en cualquier combinación de lo siguiente: un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, una salida de par, una temperatura, una presión, una relación de velocidad de las puntas, una densidad del aire, una velocidad del rotor o similar. En consecuencia, el estimador 56 de parámetros de viento está configurado para implementar un algoritmo de control que tiene una serie de ecuaciones para determinar el parámetro actual de la turbina eólica estimado. Como tal, las ecuaciones se resuelven usando una o más condiciones de funcionamiento, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico, una o más LUT, o cualquier combinación de los mismos. En una realización, los mapas de rendimiento aerodinámico son tablas dimensionales o no dimensionales que describen la carga y el rendimiento del rotor (por ejemplo, la potencia, el empuje, el par o el momento de flexión, o similar) en condiciones dadas (por ejemplo, densidad, velocidad del viento, velocidad del rotor, ángulos de paso, o similar). Como tal, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden incluir: un coeficiente de potencia, un coeficiente de empuje, un coeficiente de par y/o derivadas parciales con respecto al ángulo de paso, la velocidad del rotor o la relación de velocidad de las puntas. Alternativamente, los mapas de rendimiento aerodinámico pueden ser valores dimensionales de potencia, empuje y/o de par en lugar de coeficientes. En diversas realizaciones, las LUT pueden incluir: carga de flexión de la pala, carga de flexión de la torre, carga de flexión del árbol, o cualquier otra carga de componentes de la turbina.

Haciendo referencia todavía a la figura 9, el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica también puede calcular una pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica/del viento y filtrar la pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica/del viento usando un filtro 70. En una realización, el filtro 70 puede ser un filtro paso alto. Como tal, las señales de baja frecuencia pueden filtrarse de la pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica/del viento, proporcionando de ese modo datos más fiables. El filtro de paso alto como se describe en el presente documento puede ser un filtro que pasa señales de alta frecuencia pero atenúa (es decir, reduce la amplitud de) las señales con frecuencias inferiores a una frecuencia de corte. En realizaciones adicionales, el filtro de paso alto puede usarse junto con un filtro de paso bajo. Además, puede usarse cualquier cantidad de filtros de paso alto o de filtros de paso bajo de acuerdo con la presente divulgación. Por ejemplo, en una realización alternativa, el filtro 70 puede ser un filtro de paso bajo. Como tal, el filtro de paso bajo puede pasar señales de baja frecuencia pero atenuar señales con frecuencias más altas que una frecuencia de corte. Las señales de baja frecuencia pueden restarse de la señal en

bruto de modo que solo permanezcan las señales de alta frecuencia.

El procesador 58 también está configurado para almacenar la pluralidad de los parámetros actuales de la turbina eólica durante un período de tiempo predeterminado, por ejemplo, en uno o más dispositivos 60 de memoria. El período de tiempo predeterminado puede ser cualquier cantidad de tiempo adecuada, por ejemplo, segundos, minutos u horas. Como tal, el procesador 58 puede calcular una desviación típica de los parámetros actuales de la turbina eólica almacenados. En una realización, la desviación típica como se describe en el presente documento indica la variación o dispersión que existe a partir de un valor promedio (medio) o esperado. El procesador 58 también puede aplicar una ganancia constante o variable a la desviación típica usando un amplificador 72. Como tal, el controlador 26 puede ser más o menos sensible al componente transitorio (es decir, inestable) de la señal. Además, la sensibilidad de control puede personalizarse para diferentes regiones de funcionamiento o áreas de afectación de carga (por ejemplo, más sensibles en regiones de alto riesgo o menos sensibles en regiones de bajo riesgo).

Además, el procesador 58, o más específicamente el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica, está configurado para determinar un parámetro futuro de la turbina eólica. El parámetro futuro de la turbina eólica normalmente refleja el empuje y/o la carga de una turbina eólica que es probable que se produzca en la turbina eólica en el futuro. El estimador 56 de parámetros de la turbina eólica también está configurado para calcular el parámetro futuro de la turbina eólica usando una serie de ecuaciones, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico, una o más LUT, o cualquier combinación de los mismos. En otra realización, el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica también puede calcular el parámetro futuro de la turbina eólica usando el parámetro actual de la turbina eólica.

El procesador 58 puede entonces determinar un parámetro máximo de la turbina eólica en función de la desviación típica de los parámetros actuales de la turbina eólica almacenados y del parámetro futuro de la turbina eólica. Por ejemplo, en una realización, la desviación típica y el parámetro futuro de la turbina eólica se suman para determinar el parámetro máximo de la turbina eólica. En una realización adicional, la desviación típica puede multiplicarse primero por un factor de escala y después sumarse al parámetro futuro de la turbina eólica para obtener el parámetro máximo de la turbina eólica. El factor de escala puede ser cualquier valor especificado por el usuario, que varía de aproximadamente 1 a aproximadamente 20. Además, el factor de escala puede ser un valor fijo o puede variar con respecto al tiempo y/o a la velocidad del viento. Como tal, en una realización, el parámetro máximo de la turbina eólica puede ser una función del parámetro futuro de la turbina eólica, de la desviación típica de los parámetros actuales de la turbina eólica almacenados y del factor de escala. En consecuencia, el procesador 58 puede entonces calcular la diferencia entre el parámetro máximo de la turbina eólica y un punto de consigna del parámetro, tal como un límite de empuje, y controlar la turbina 10 eólica basándose en la diferencia.

El punto de consigna del parámetro es normalmente un límite establecido por el controlador 26 de modo que no se excedan las cargas de diseño de varios componentes de la turbina eólica. Como tal, el punto de consigna o límite del parámetro puede ser cualquier valor preprogramado dentro del controlador 26 y normalmente es una función de las cargas de diseño para la turbina 10 eólica y/o para sus diversos componentes. Por ejemplo, como se muestra en la figura 10, el punto 600 de consigna del parámetro puede ser un valor constante de manera que el valor 700 de empuje correspondiente (figura 11) permanezca por debajo de los límites de diseño permisibles. En una realización alternativa, como se ilustra en la figura 10, el punto 602 de consigna del parámetro puede variarse con respecto a un parámetro de viento (por ejemplo, una velocidad de viento) y/o a otras condiciones de funcionamiento. Como tal, en una realización, el punto de consigna del parámetro puede variarse basándose en una función de una o más condiciones de funcionamiento representativas de un estado de funcionamiento en tiempo real de la turbina eólica. Más específicamente, por ejemplo, el punto de consigna del parámetro puede variarse usando una función de una salida de potencia y un ángulo de paso para identificar una región de funcionamiento adecuada.

En tal realización, el controlador 26 puede estimar un parámetro actual de viento, tal como una velocidad del viento, usando el estimador 56 de parámetros de la turbina eólica. El controlador 26 puede establecer entonces un límite 602 de empuje correspondiente basándose en la velocidad del viento. A medida que cambia la velocidad del viento, el controlador 26 actualiza continuamente el límite 602 de empuje como se indica en la figura 10. Por consiguiente, como se muestra en la figura 11, el controlador 26 puede controlar la turbina 10 eólica basándose en la diferencia entre el valor 702 de empuje correspondiente y el límite 602 de empuje para evitar una carga excesiva en la turbina 10 eólica.

En otras realizaciones adicionales, el punto de consigna del parámetro puede eliminarse por completo. En una realización de este tipo, el controlador 26 puede controlar la turbina 10 eólica cuando el parámetro máximo de la turbina eólica es mayor que un umbral predeterminado.

Con referencia de nuevo a la figura 8, el controlador 26 puede controlar la turbina 10 eólica implementando cualquier acción de control adecuada cuando sea necesario para evitar o mitigar cargas en la turbina eólica. Debe entenderse que la acción de control como se describe en el presente documento puede abarcar cualquier orden o restricción adecuada por el controlador 26. Por ejemplo, en varias realizaciones, la acción de control puede incluir reducir o aumentar temporalmente la capacidad normal de la turbina eólica para evitar cargas excesivas en uno o más de los componentes de la turbina eólica. Aumentar la capacidad normal de la turbina eólica, por ejemplo, aumentando el

par, puede ralentizar temporalmente la turbina eólica y actuar como freno para ayudar a reducir o evitar la carga. Reducir la capacidad normal de la turbina eólica puede incluir la reducción de la velocidad, la reducción del par o una combinación de ambos. Además, puede reducirse la capacidad normal de la turbina 10 eólica regulando el ángulo de paso de una o más de las palas 22 del rotor alrededor de su eje 28 de cabeceo. Más específicamente, el controlador 26 puede generalmente controlar cada mecanismo 32 de ajuste de paso para alterar el ángulo de paso de cada pala 22 del rotor entre 0 grados (es decir, una posición de potencia de la pala 22 del rotor) y 90 grados (es decir, una posición de bandera de la pala 22 del rotor 22).

Como tal, en una realización, el controlador 26 puede ordenar un nuevo punto de consigna de paso (por ejemplo de 0 grados a 5 grados), mientras que en otra realización, el controlador 26 puede especificar una nueva restricción de paso (por ejemplo, una restricción para asegurar que los comandos de paso posteriores sean al menos 5 grados).

En otra realización más, puede reducirse temporalmente la capacidad normal de la turbina 10 eólica modificando la demanda de par en el generador 24. En general, la demanda de par puede modificarse usando cualquier procedimiento, estructura y/o medio adecuado conocidos en la técnica. Por ejemplo, en una realización, la demanda de par en el generador 24 puede controlarse usando el controlador 26, transmitiendo una señal/orden de control adecuada al generador 24 para modular el flujo magnético producido dentro del generador 24.

También puede reducirse temporalmente la capacidad normal de la turbina 10 eólica orientando la góndola 22 para cambiar el ángulo de la góndola 16 con respecto a la dirección del viento. En realizaciones adicionales, el controlador 26 puede estar configurado para accionar uno o más frenos mecánicos para reducir la velocidad de rotación de las palas 22 del rotor, reduciendo así la carga de los componentes. En otras realizaciones adicionales, el controlador 26 puede estar configurado para realizar cualquier acción de control adecuada conocida en la técnica. Además, el controlador 26 puede implementar una combinación de dos o más acciones de control.

Con referencia ahora a la figura 12, se ilustra un diagrama de flujo del procedimiento 900 de acuerdo con una realización de la presente divulgación. Como se muestra, el procedimiento 900 incluye una primera etapa 902 para determinar un parámetro actual de la turbina eólica basándose en al menos una condición de funcionamiento. Una siguiente etapa 904 incluye almacenar una pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica durante un período de tiempo predeterminado. El procedimiento 900 puede incluir entonces una etapa 906 para calcular la desviación típica de una pluralidad de los parámetros actuales de la turbina eólica almacenados. A continuación, la etapa 908 determina un parámetro futuro de la turbina eólica. El procedimiento 900 determina entonces un parámetro máximo de la turbina eólica en función de la desviación típica y del parámetro futuro de la turbina eólica (etapa 910). El procedimiento 900 puede controlar entonces la turbina eólica basándose en la diferencia entre el parámetro máximo de la turbina eólica y un punto de consigna del parámetro (etapa 912) para evitar que la carga excesiva dañe la turbina eólica.

Esta descripción escrita utiliza ejemplos para divulgar la invención, incluido el modo preferido, y también para permitir que cualquier persona experta en la materia practique la invención, incluyendo la fabricación y el uso de cualquier dispositivo o sistema y la realización de cualquier procedimiento incorporado. El ámbito patentable de la invención está definido por las reivindicaciones, y puede incluir otros ejemplos que se les ocurran a los expertos en la materia. Dichos otros ejemplos pretenden estar dentro del ámbito 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 de los lenguajes literales de las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (900) para evitar la carga excesiva en una turbina (10) eólica, comprendiendo el procedimiento:
 - 5 determinar (902) un parámetro actual de la turbina eólica, al menos representativo de una carga en régimen permanente experimentada por la turbina eólica durante el funcionamiento de la turbina, utilizando al menos una condición de funcionamiento a través de un procesador (58), la condición de funcionamiento indicativa del funcionamiento de la turbina eólica;
 - almacenar (904) el parámetro actual de la turbina eólica en un almacén de memoria durante un período de tiempo predeterminado;
 - 10 calcular (906) la desviación típica de una pluralidad de los parámetros actuales de la turbina eólica almacenados a través del procesador (58);
 - determinar (908) un parámetro futuro de la turbina eólica a través del procesador (58);
 - calcular (910) un parámetro máximo de la turbina eólica, a través del procesador (58), en función de la desviación típica de la pluralidad de parámetros de la turbina eólica almacenados y del parámetro futuro de la turbina eólica;
 - 15 controlar (912) la turbina (10) eólica, a través de un controlador, basándose en la diferencia entre el parámetro máximo de la turbina eólica y un punto de consigna del parámetro para evitar una carga excesiva en la turbina eólica; y
 - aplicar una ganancia constante o variable a la desviación típica.
2. El procedimiento (900) de la reivindicación 1, en el que al menos una condición de funcionamiento indicativa del funcionamiento de la turbina eólica comprende cualquiera de los siguientes: un ángulo de paso, una velocidad del generador, una salida de potencia, una salida de par, una temperatura, una presión, una relación de velocidad de las puntas, una densidad del aire y una velocidad del rotor.
3. El procedimiento (900) de cualquier reivindicación precedente, en el que el parámetro actual de la turbina eólica y el parámetro futuro de la turbina eólica reflejan un empuje de la turbina eólica.
- 25 4. El procedimiento (900) de cualquier reivindicación precedente, en el que determinar el parámetro actual de la turbina eólica y determinar el parámetro futuro de la turbina eólica comprende además utilizar al menos uno de los siguientes: una pluralidad de ecuaciones, uno o más mapas de rendimiento aerodinámico, o una o más tablas de consulta.
5. El procedimiento (900) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además determinar una pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica y filtrar la pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica.
- 30 6. El procedimiento (900) de la reivindicación 5, en el que filtrar la pluralidad de parámetros actuales de la turbina eólica comprende además utilizar un filtro de paso alto o un filtro de paso bajo.
7. El procedimiento (900) de cualquier reivindicación precedente, en el que calcular un parámetro máximo de la turbina eólica en función de la desviación típica y del parámetro futuro de la turbina eólica comprende sumar la desviación típica y el parámetro futuro de la turbina eólica.
- 35 8. El procedimiento (900) de la reivindicación 7, que comprende además multiplicar la desviación típica por un factor de escala.
9. El procedimiento (900) de cualquier reivindicación precedente, que comprende además variar el punto de consigna del parámetro basándose en al menos uno de un parámetro de viento o de una de las condiciones de funcionamiento.
- 40 10. El procedimiento (900) de cualquier reivindicación precedente, en el que controlar la turbina (10) eólica comprende implementar una acción de control, comprendiendo la acción de control al menos uno de los siguientes: alterar un ángulo de paso de una pala de rotor, modificar el par del generador, modificar la velocidad del generador, modificar la potencia de salida, orientar una góndola de la turbina eólica, frenar uno o más componentes de la turbina eólica o activar un elemento de modificación del flujo de aire en una pala del rotor.
- 45 11. El procedimiento (900) de la reivindicación 1:
 - en el que determinar (902) un parámetro actual de la turbina eólica comprende determinar un parámetro actual de empuje basándose en una pluralidad de condiciones de funcionamiento;
 - 50 en el que determinar (908) un parámetro futuro de la turbina eólica comprende determinar un parámetro futuro de empuje; y
 - en el que calcular (910) un parámetro máximo de la turbina eólica comprende determinar un parámetro de empuje máximo, a través del procesador, en función de la desviación típica y del parámetro futuro de la turbina eólica.

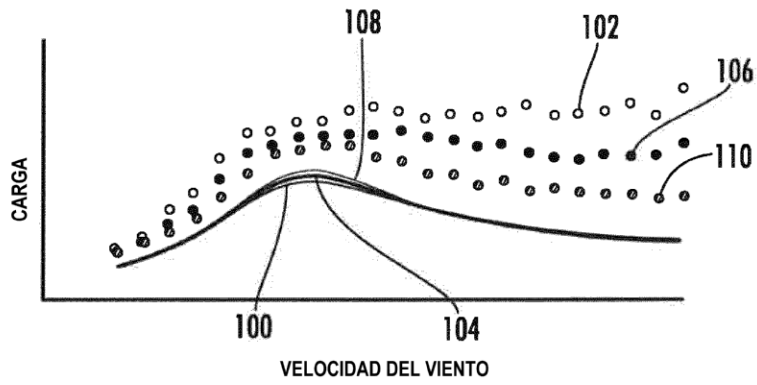


FIG. 1
(TÉCNICA ANTERIOR)

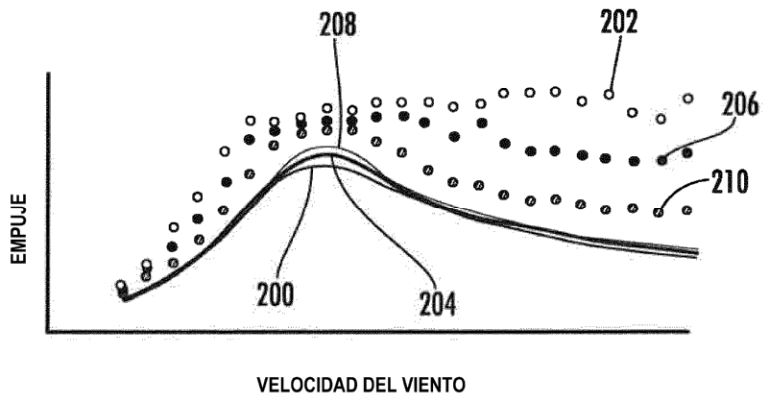


FIG. 2
(TÉCNICA ANTERIOR)

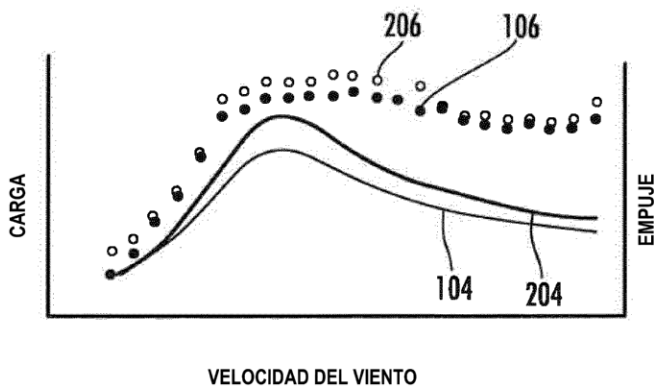


FIG. 3
(TÉCNICA ANTERIOR)

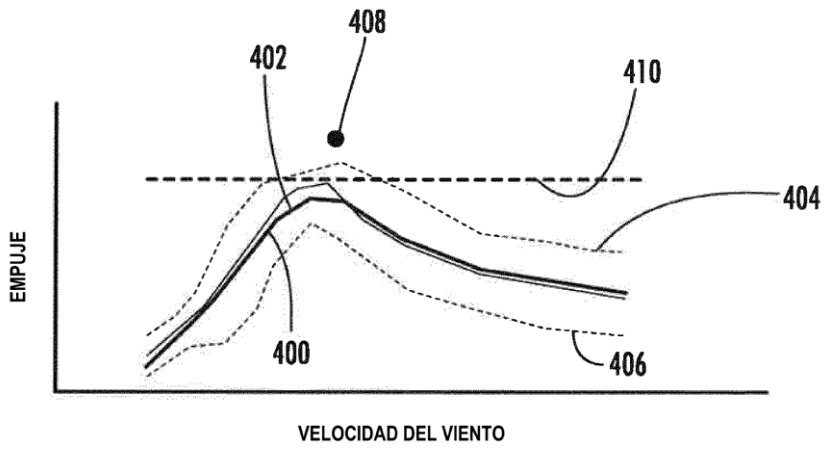


FIG. 4
(TÉCNICA ANTERIOR)

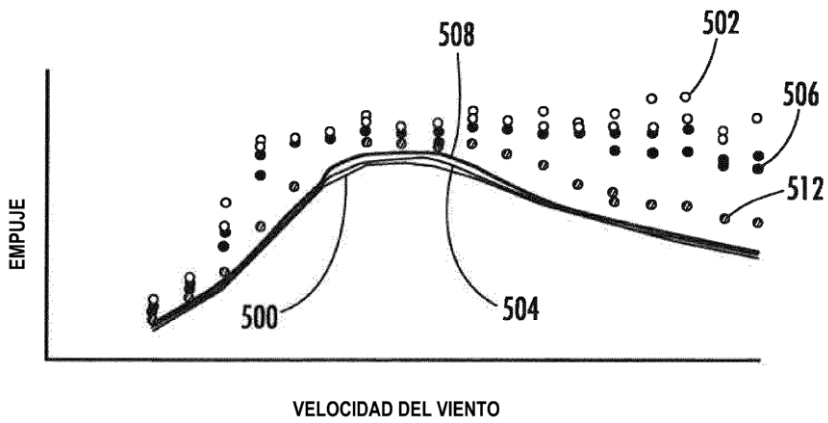


FIG. 5

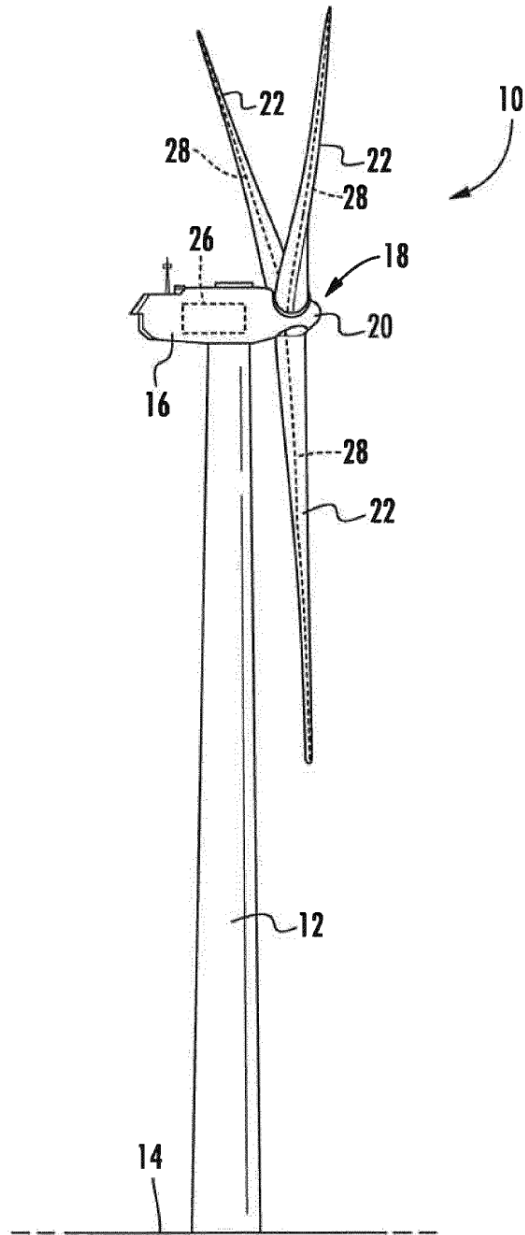
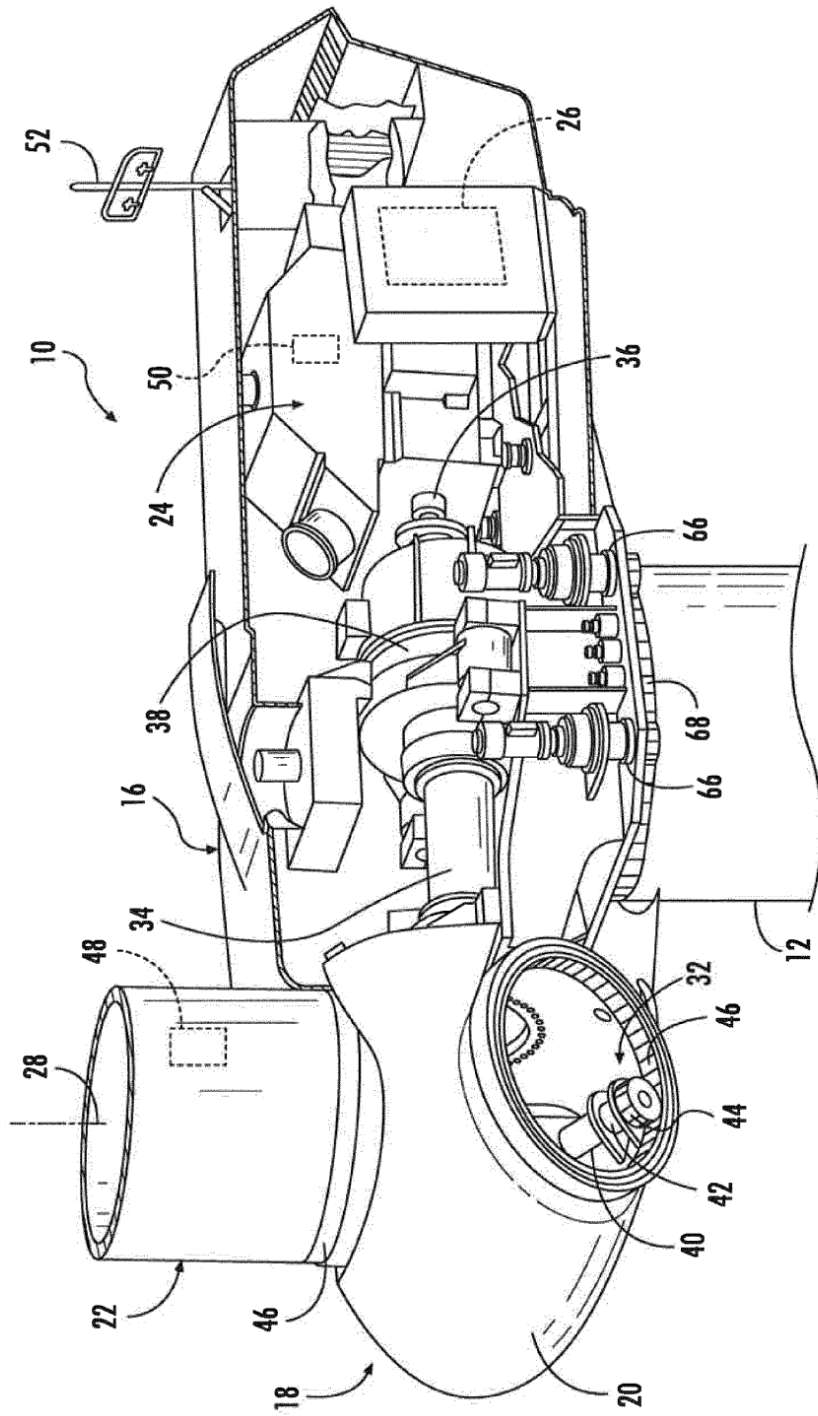


FIG. 6



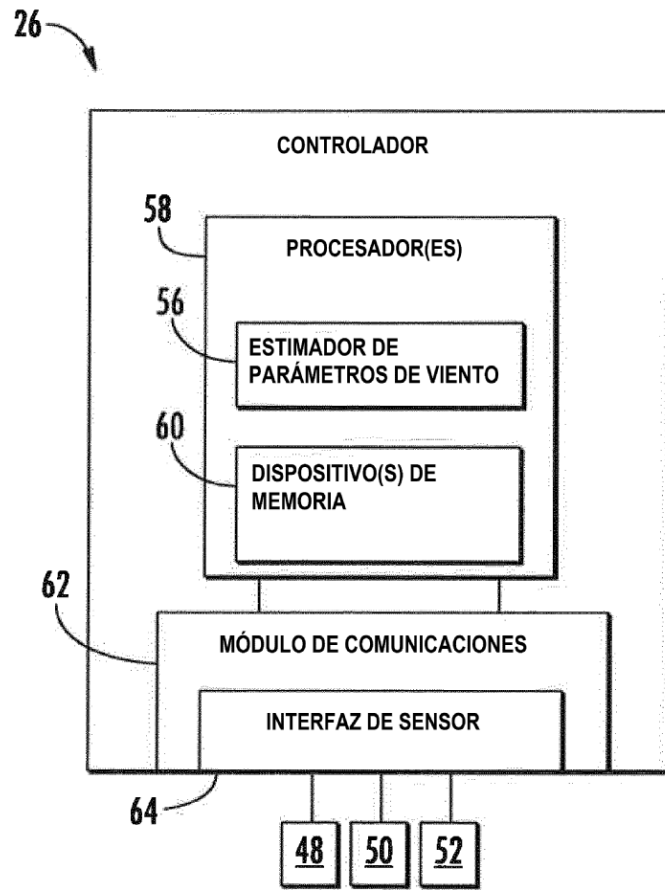


FIG. 8

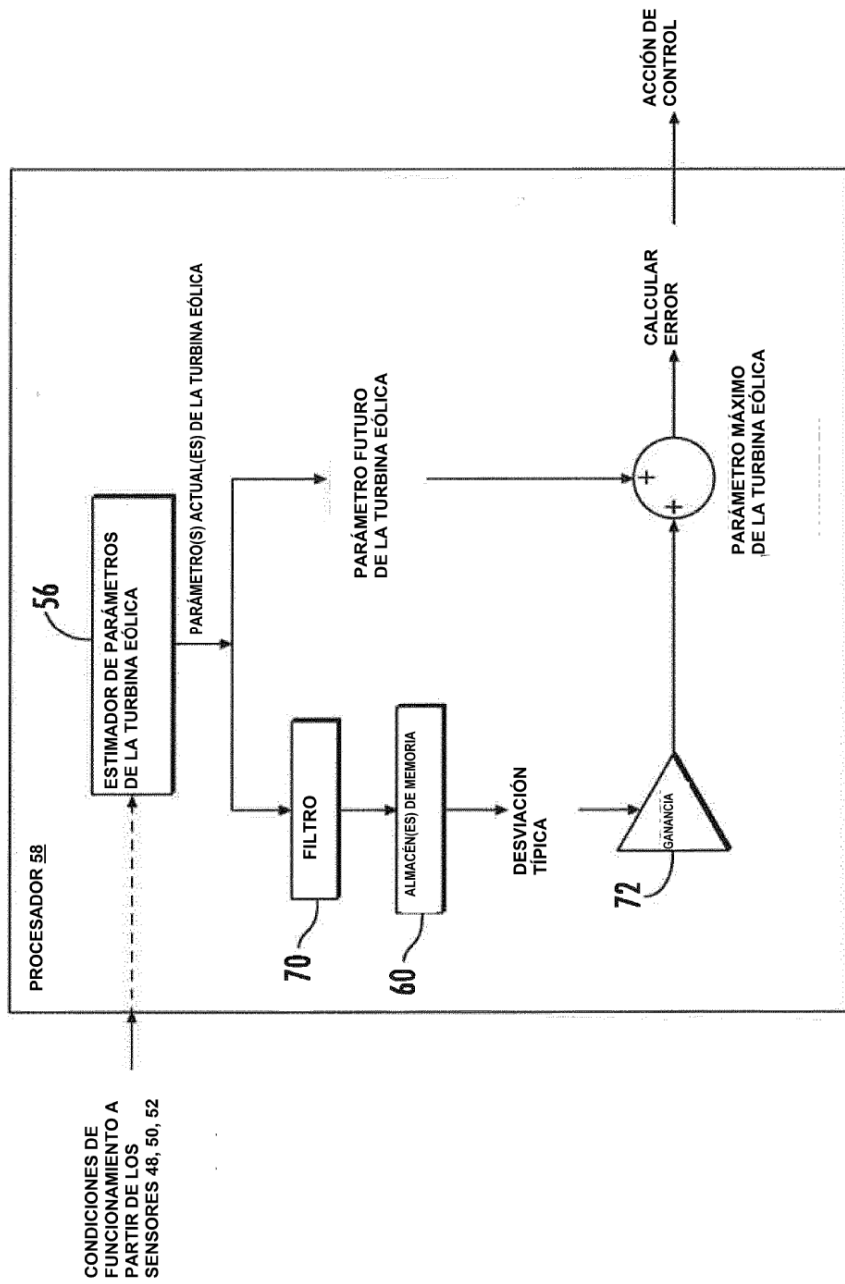


FIG. 9

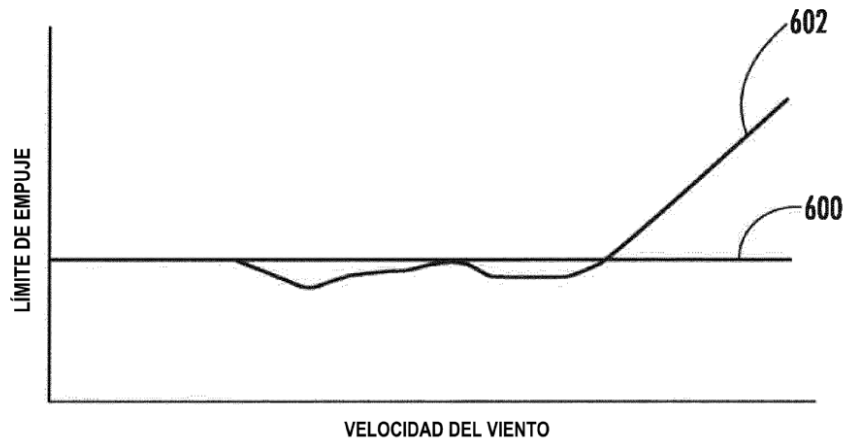


FIG. 10

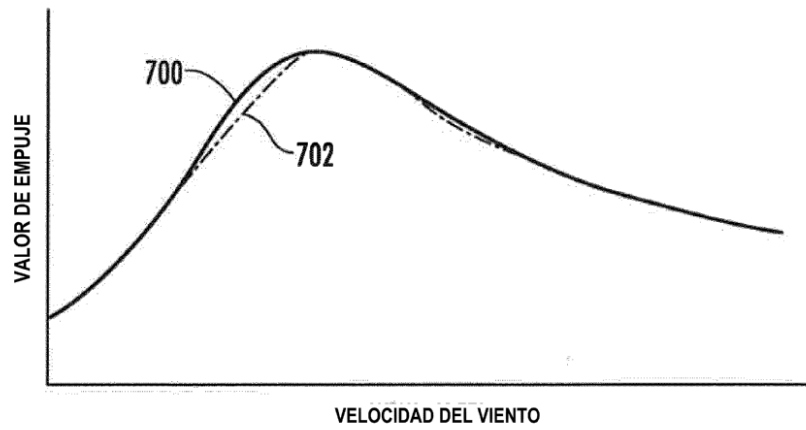


FIG. 11

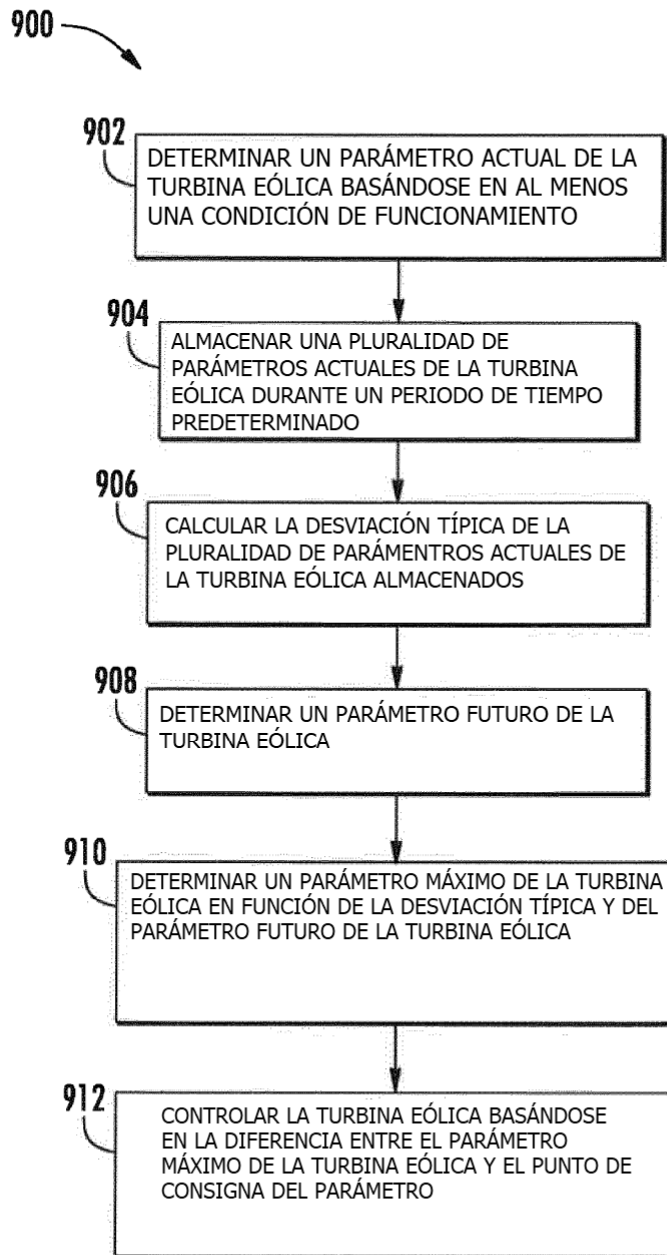


FIG. 12