

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 643 741**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.05.2013** **E 13382165 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.07.2017** **EP 2799711**

54 Título: **Procedimiento de operación de una turbina eólica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
24.11.2017

73 Titular/es:

ALSTOM RENOVABLES ESPAÑA, S.L. (100.0%)
C/ Roc Boronat, 78
08005 Barcelona, ES

72 Inventor/es:

GUADAYOL ROIG, MARC

74 Agente/Representante:

CONTRERAS PÉREZ, Yahel

ES 2 643 741 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Procedimiento de operación de una turbina eólica

- 5 La presente invención se refiere a un procedimiento de operación de una turbina eólica y a una turbina eólica adecuada para realizar dicho procedimiento.

ANTECEDENTES

- 10 Las turbinas eólicas modernas se utilizan comúnmente para suministrar electricidad a la red eléctrica. Las turbinas eólicas de este tipo generalmente comprenden una torre y un rotor dispuesto sobre la torre. El rotor, que típicamente comprende un buje y una pluralidad de palas, es puesto en rotación bajo la influencia del viento sobre las palas. Dicha rotación genera un par que es transmitido normalmente a través de un eje del rotor a un generador, ya sea directamente o a través del uso de una multiplicadora. De este modo, el generador produce electricidad que puede ser suministrada a la red eléctrica.

- 15 Durante la operación de una turbina eólica, su estructura y componentes pueden sufrir movimientos no deseados, es decir, desplazamientos oscilatorios o repetitivos en cualquier dirección (vibraciones hacia delante-atrás, vibraciones de un costado a otro o laterales, vibraciones longitudinales, vibraciones de torsión, etc.) de diferentes magnitudes y de diferentes frecuencias (alta o baja, constante o variable). Estos movimientos pueden ser causados por diferentes factores, por ejemplo, por el empuje del viento sobre la turbina eólica, las palas alterando localmente el flujo del viento, vibraciones transmitidas desde la multiplicadora a otros componentes (por ejemplo la torre), movimientos del rotor, desequilibrios de la góndola, vibraciones del buje transmitidas a la torre, etc.

- 25 Si una turbina eólica es sometida a los movimientos colaterales mencionados anteriormente (por ejemplo, vibraciones) durante un período de tiempo prolongado, puede producirse un daño por fatiga. La fatiga ocurre típicamente con cargas variables, por ejemplo, alternando tensión y compresión. La fatiga puede conducir a un menor tiempo de vida de la turbina eólica y/o de sus componentes. Otro factor que añade complicaciones es que el tamaño de las turbinas eólicas (rotor, góndola, torre, etc.) sigue aumentando. Además, a medida que las turbinas eólicas se hacen más altas, el efecto de las vibraciones es más crítico.

- 35 Además, las turbinas eólicas se agrupan a menudo en los llamados parques eólicos. En un parque eólico puede haber una distancia relativamente pequeña entre las turbinas eólicas. De este modo, la acción del viento sobre una turbina eólica puede producir una estela que puede ser recibida por otra turbina eólica. Una estela recibida por una turbina eólica puede causar cargas elevadas (particularmente vibraciones) y/o una reducción de la producción de energía eléctrica en esta turbina eólica. Estas cargas elevadas pueden dañar componentes de la turbina eólica, y estos daños pueden reducir la vida y/o el rendimiento de la turbina eólica.

- 40 Uno de los efectos con más impacto, que potencialmente puede causar fatiga en la turbina eólica, es el empuje ejercido por el viento sobre la estructura de la turbina eólica. El empuje del viento y su variación pueden depender de condiciones ambientales (externas) y de condiciones inherentes a la propia turbina eólica (condiciones internas). Una condición externa puede ser, por ejemplo, la velocidad del viento, mientras que condiciones internas pueden ser, por ejemplo, el ángulo de paso de las palas, el par del generador y la velocidad de rotación del rotor, etc. Por ejemplo, una determinada velocidad del viento enfrentada con pequeños ángulos de paso (por ejemplo, cero grados) puede causar un empuje más alto que la misma velocidad del viento enfrentada con mayores ángulos de paso (por ejemplo, noventa grados). Se pueden realizar estimaciones del empuje a partir de parámetros tales como la velocidad del viento, ángulos de paso, velocidad del rotor. Equivalentemente, se puede realizar un control del empuje mediante la variación adecuada de parámetros operacionales de la turbina eólica (por ejemplo, ángulos de paso, velocidad del rotor, par del generador).

- 50 El documento WO2011157272A2 divulga un procedimiento de control de una turbina eólica que tiene un rotor con palas de turbina eólica de paso ajustable y un generador para producir energía, en el que se determina un valor de paso de referencia para las palas de la turbina eólica y se mide a intervalos de tiempo un parámetro operacional que representa una carga ejercida por el viento sobre el rotor de la turbina eólica. Se determina y utiliza un parámetro de variación que refleja una variación del parámetro operacional a lo largo del tiempo en la determinación de un valor límite de paso mínimo del valor de paso de referencia. La turbina eólica es controlada según el valor de paso de referencia si el valor de paso de referencia es superior o igual al valor límite de paso mínimo y, de lo contrario, según el valor límite de paso mínimo. El valor límite de paso mínimo puede reflejar el paso mínimo para mantener el empuje sobre el rotor por debajo de o a un nivel de empuje máximo permisible. Un objetivo de mantener el empuje sobre el rotor por debajo de o a este nivel de empuje máximo permisible es asegurar que las cargas en la turbina se mantienen dentro de límites aceptables en todas las condiciones del viento.

La presente invención tiene por objeto mejorar los sistemas de la técnica anterior.

RESUMEN DE LA INVENCION

5 En un primer aspecto, la presente invención proporciona un procedimiento de operación de una turbina eólica que tiene un rotor con una pluralidad de palas, un sistema para determinar una o más cargas en la turbina eólica, un registro histórico de datos sobre la operación de la turbina eólica, y un sistema de control para controlar uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica. El procedimiento comprende determinar las cargas en la turbina eólica y almacenar las cargas determinadas en la turbina eólica en el registro histórico. El procedimiento comprende además obtener a partir del registro histórico una característica indicativa de las cargas en la turbina eólica
10 acumuladas en el tiempo, y determinar uno o más límites del empuje del viento que comprenden un límite mínimo del empuje del viento, dependiendo de la característica obtenida indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo. Uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica son controlados para mantener el empuje del viento sobre la turbina eólica dentro de los límites del empuje del viento determinados.

15 El término "parámetros operacionales de la turbina eólica" se utiliza para referirse a aquellos parámetros internos a la turbina eólica que pueden ser variados (o controlados) para cambiar el comportamiento de la turbina eólica. Por ejemplo, la velocidad del viento no sería un parámetro operacional de la turbina eólica, ya que la velocidad del viento es un parámetro que no puede ser controlado por la turbina eólica porque es externo a la turbina eólica. Por ejemplo, los ángulos de paso (que pueden ser variados por medio de sistemas de paso), la orientación del rotor (que puede ser variada por medio de un sistema de orientación), la velocidad del rotor, el par del generador, etc. se consideran "parámetros operacionales inherentes a la turbina eólica".

20 Las cargas determinadas en la turbina eólica pueden ser almacenadas en el registro histórico bajo diversos criterios. Por ejemplo, cada valor o conjunto de valores que representa una carga determinada puede ser mantenido individualmente y la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo se puede obtener cada vez (cuando sea necesario) a partir de algunos o todos los valores que representan las cargas almacenadas en el registro histórico. En este caso, la determinación de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo puede comprender la agregación de algunos o todos los valores que representan cargas almacenadas en el registro histórico.

30 Alternativamente o además de los criterios anteriores, valores que representan cargas determinadas se pueden mantener según diversas granularidades, es decir, pueden ser agregadas bajo diferentes criterios. Por ejemplo, pueden tenerse en cuenta agregaciones según diferentes intervalos de tiempo, tales como, por ejemplo, agregaciones por día, semana, mes, año, etc. También puede considerarse una agregación global de las cargas sufridas por la turbina eólica a lo largo de su tiempo de vida. La determinación de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo puede tener en cuenta diferentes intervalos de tiempo dependiendo de la granularidad utilizada para almacenar las cargas determinadas.

40 Aparte de intervalos de tiempo, se pueden considerar otras dimensiones para definir la granularidad bajo la cual se mantienen las cargas determinadas en el registro histórico. Por ejemplo, las cargas determinadas pueden mantenerse teniendo en cuenta además la región de la turbina eólica en la que se han detectado las cargas (por ejemplo, palas, torre, góndola, etc.). De este modo se puede realizar un análisis multidimensional para determinar la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo, que puede comprender más de un valor característico dependiendo del enfoque utilizado para realizar dicho análisis multidimensional.

45 Aparte de la agregación de los valores que representan las cargas en el registro histórico, una característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo puede adquirir muchas formas alternativas adecuadas. En un ejemplo, una característica indicativa de cargas acumuladas puede ser el número de veces que se sobrepasa un determinado umbral de carga predeterminado o el número de veces que se excede un umbral de carga predeterminado en una unidad de tiempo (por ejemplo, cada hora, día o semana o mes). En otro ejemplo, una característica indicativa de cargas acumuladas, puede ser el número de veces que se ha producido una oscilación específica (de dirección, frecuencia o amplitud específicas). En todos los casos, la característica indicativa de cargas acumuladas en el tiempo puede calcularse como una relación de las características mencionadas anteriormente y los valores esperados de dichas características durante el tiempo de vida de una turbina eólica determinados a partir de, por ejemplo, simulaciones.

50 De acuerdo con el primer aspecto, los límites del empuje del viento no se determinan necesariamente en base a una carga instantánea o velocidad instantánea del viento. Por el contrario, se determinan uno o más límites del empuje del viento en base a las cargas acumuladas en la turbina eólica, lo que puede permitir variar flexiblemente los límites del empuje de una manera más relajada o restringida en algunas situaciones. Por ejemplo, se pueden atribuir a una turbina eólica un tiempo de vida esperado y unas cargas acumuladas aceptables durante su vida esperada. Además, se puede determinar un límite del empuje más adecuado (por ejemplo, por defecto) dependiendo de las condiciones operativas actuales (o recientes). Sin embargo, si la turbina eólica está, por ejemplo, al 50% de su tiempo de vida
60

esperado y las cargas acumuladas son, por ejemplo, el 30% de las cargas acumuladas aceptables durante su tiempo de vida, se puede permitir un límite del empuje más relajado (menos restrictivo) que el límite del empuje teóricamente más adecuado, bajo condiciones "especiales", tales como, por ejemplo, cuando se produce una alta demanda de energía.

5 El procedimiento propuesto puede proporcionar una flexibilidad adicional cuando se consideran granularidades multidimensionales para las cargas acumuladas, por ejemplo, atribuyendo pesos diferentes a diferentes dimensiones y/o diferentes valores de una dimensión determinada. Por ejemplo, una granularidad bidimensional puede basarse en intervalos de tiempo (primera dimensión) y regiones de la turbina eólica en las que se detectaron cargas (segunda dimensión). Esta granularidad bidimensional puede permitir, por ejemplo, dar un mayor peso a las cargas acumuladas en las palas que a las cargas en la góndola (ya que se puede suponer que la góndola es más robusta o que está generalmente más sobredimensionada que las palas). Alternativamente, o adicionalmente, también podría hacerse una distinción entre cargas en las palas y cargas en la torre.

15 Por lo tanto, es posible tener una relación global entre el tiempo de vida transcurrido (por ejemplo 50%) y las cargas acumuladas hasta ahora (por ejemplo 52%). En este caso, sería recomendable mantener el (los) límite(s) de empuje predeterminado(s). Sin embargo, es posible tener una distribución de las cargas acumuladas globalmente (por ejemplo 52%) entre la torre (por ejemplo 60%) y las palas (por ejemplo 40%) que pueden permitir una relajación temporal del (los) límite(s) del empuje por defecto (ya que las cargas acumuladas en las palas tienen un peso mayor que las cargas acumuladas en la torre).

20 Otros parámetros que podrían tenerse en cuenta adicionalmente para determinar los límites del empuje del viento podrían referirse a, por ejemplo, la edad de la turbina eólica, la ubicación de la turbina eólica, el desgaste mecánico acumulado, datos históricos de otras turbinas eólicas, etc. La limitación del empuje máximo del viento puede aumentarse a medida que aumenta la edad de la turbina eólica; si la turbina eólica está situada en un sitio que se puede considerar que tiene un viento particularmente turbulento, la limitación del empuje puede ser algo más restringida; las operaciones de mantenimiento (por técnicos correspondientes) pueden producir datos de cuantificación/estimación del desgaste mecánico, que podrían añadirse al registro histórico, de tal manera que el empuje podría limitarse también en función de dichos datos de desgaste mecánico; también se pueden añadir al registro histórico datos históricos de turbinas eólicas anteriores (similares a la actual) para su consideración en la limitación del empuje.

25 En algunos ejemplos del procedimiento, la determinación de uno o más límites del empuje del viento puede comprender la determinación de un límite máximo del empuje del viento, de tal manera que los parámetros operacionales de la turbina eólica son controlados para mantener el empuje del viento sobre la turbina eólica por debajo del límite máximo del empuje del viento determinado.

30 Opcionalmente, el límite máximo del empuje del viento determinado depende también de la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo. Este límite máximo del empuje del viento puede disminuirse si la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo aumenta (o es alta) y puede incrementarse si la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo disminuye.

35 En otras palabras, el empuje del viento puede ser limitado definiendo un límite máximo del empuje del viento, de tal manera que la turbina eólica puede ser operada de modo que este límite máximo del empuje del viento no pueda ser excedido. Una causa principal del desgaste mecánico de componentes de la turbina eólica es la amplitud de la variación del empuje del viento. Con una limitación basada en un límite máximo del empuje del viento, se puede restringir la amplitud de las variaciones del empuje durante la operación de la turbina eólica, lo que puede causar una reducción del desgaste mecánico y, por consiguiente, se puede extender la vida de la turbina eólica y/o se puede garantizar la consecución de un tiempo de vida esperado de la turbina eólica (tiempo de vida según diseño).

40 El procedimiento comprende además determinar un límite mínimo del empuje del viento, de tal manera que los parámetros operacionales de la turbina eólica son controlados para mantener el empuje del viento sobre la turbina eólica por encima del límite mínimo del empuje del viento determinado.

45 Opcionalmente, el límite mínimo del empuje del viento depende también de la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo. Este límite mínimo del empuje del viento puede incrementarse si la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo aumenta y puede disminuirse si la característica indicativa de las cargas acumuladas disminuye.

50 Otra opción para limitar el empuje del viento puede ser definir un límite mínimo del empuje del viento, de tal manera que la turbina eólica puede ser operada de tal manera que este límite mínimo del empuje del viento no pueda ser excedido. Como se ha comentado anteriormente, una causa principal de desgaste mecánico de los componentes de

la turbina eólica es la amplitud de la variación del empuje. Con esta restricción basada en un límite mínimo del empuje del viento, también se puede restringir la amplitud de las variaciones del empuje durante la operación de la turbina eólica. Esto puede causar una reducción del desgaste mecánico y, por consiguiente, se puede extender y/o asegurar el tiempo de vida de la turbina eólica para satisfacer un tiempo de vida esperado para la turbina eólica.

5 Realizaciones que combinan ambos límites máximo y mínimo del empuje del viento pueden proporcionar una buena manera de limitar las variaciones del empuje del viento.

Haciendo que los límites del empuje del viento dependan de una velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas, el sistema de control puede ser más flexible y más rápido para reaccionar ante un cambio de condiciones. Por ejemplo, si se ha producido un cambio en el entorno geográfico de una turbina eólica, como por ejemplo se ha construido un parque eólico vecino o han crecido árboles en las zonas de alrededor, puede tener algún efecto en la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas. Un cambio en la velocidad de cambio puede detectarse más rápidamente en dichas condiciones.

10

Alternativamente o además de definir un límite máximo del empuje del viento y/o un límite mínimo del empuje del viento, el procedimiento puede comprender determinar una velocidad máxima de variación del empuje del viento, de manera que la turbina eólica es controlada para asegurar que una variación del empuje del viento sobre la turbina eólica se produce a una velocidad que está por debajo de la velocidad máxima determinada de la variación del empuje del viento. Esta velocidad máxima de variación del empuje del viento puede también depender opcionalmente de la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas.

15

20

La velocidad máxima determinada de la variación del empuje del viento puede aumentar si la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo disminuye; y la velocidad máxima determinada de la variación del empuje del viento puede disminuir si la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo aumenta.

25

Los sistemas de paso y/o los sistemas de orientación se utilizan para variar los ángulos de paso y/o la orientación del rotor para limitar el empuje del viento. El desgaste mecánico que sufren estos sistemas (sistemas de paso, de orientación, etc.) normalmente aumentará si son utilizados más frecuentemente. Por lo tanto, otra manera de reducir el desgaste mecánico puede ser definir una velocidad máxima de variación del empuje del viento, de tal manera que la turbina eólica puede ser operada de modo que esta velocidad máxima de variación del empuje del viento no puede ser excedida. Esta operación de la turbina eólica con el objetivo de no exceder dicha velocidad máxima de variación del empuje del viento puede basarse en limitar la velocidad a la que funcionan los sistemas de paso y/o de orientación. Realizaciones que combinan los límites máximo y/o mínimo del empuje del viento y la velocidad máxima de variación del empuje del viento, pueden proporcionar una manera aún más potente de limitar las variaciones del empuje del viento.

30

35

Se pueden implementar ejemplos usando un Control Predictivo por Modelo (MPC - *Model predictive control*) basado en la imposición de una restricción al empuje del viento sobre la turbina eólica dependiendo de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo.

40

Un Control Predictivo por Modelo (MPC) tiene como objetivo resolver eficazmente problemas de control y automatización de procesos que se caracterizan por tener un comportamiento dinámico complicado, multivariado y/o inestable. La estrategia de control subyacente a este tipo de control utiliza un modelo matemático del proceso a controlar para predecir el comportamiento futuro de ese sistema y, en base a este comportamiento futuro, puede predecir futuras señales de control.

45

MPC es parte de los denominados controladores óptimos, es decir aquellos en los que las actuaciones corresponden a una optimización de un criterio. El criterio a optimizar, o "función de coste", está relacionado con el comportamiento futuro del sistema, que se predice considerando un modelo dinámico del mismo, que se denomina modelo de predicción.

50

MPC es una técnica flexible, abierta e intuitiva, que permite tratar con sistemas lineales y no lineales, multivariados y mono-variables utilizando la misma formulación para los algoritmos del controlador. Además, las leyes de control MPC responden a criterios de optimización y permiten incorporar restricciones en la síntesis o implementación del controlador. MPC también proporciona la capacidad de incorporar restricciones en los cálculos de las actuaciones.

55

Implementaciones basadas en MPC pueden incorporar al menos una limitación en términos del empuje del viento sobre la turbina eólica dependiendo de las cargas acumuladas. Estas implementaciones pueden proporcionar así una solución flexible, abierta e intuitiva al problema de asegurar o extender la vida de una turbina eólica de una manera bastante óptima.

60

En algunos ejemplos, el sistema para determinar cargas en la turbina eólica puede comprender al menos un sensor de carga en la raíz de al menos una de las palas, de manera que se pueden obtener mediciones de carga del al

menos un sensor de carga. Las cargas en la turbina eólica pueden determinarse a partir de dichas mediciones de carga obtenidas. En otras realizaciones, pueden usarse otros tipos de sensores de carga y situados en otras regiones de la turbina eólica, tales como, por ejemplo, la torre o la góndola.

5 En algunos ejemplos, el sistema para controlar uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica puede comprender uno o más sistemas de paso. Alternativamente o adicionalmente al cambio del paso de las palas, el mantenimiento del empuje sobre la turbina eólica dentro de los límites del empuje determinados puede lograrse variando adecuadamente la velocidad del rotor (por ejemplo variando el par del generador) y/o variando apropiadamente la orientación del rotor a través de un sistema de orientación correspondiente, etc.

10 En algunos ejemplos, la turbina eólica puede comprender además un sistema para determinar una velocidad instantánea representativa del viento, de manera que el procedimiento puede comprender además determinar la velocidad instantánea representativa del viento y hacer que al menos uno de los límites del empuje del viento dependa además de la velocidad instantánea representativa del viento determinada.

15 La velocidad instantánea representativa del viento se puede determinar en base a una medición de la velocidad del viento de un anemómetro montado en la góndola. Esta medición de la velocidad del viento del anemómetro montado en la góndola puede ser una velocidad media del viento medida durante un corto período de tiempo. Este corto período de tiempo puede estar entre 1 y 5 segundos. Más particularmente, este corto período de tiempo puede estar entre 2 - 4 segundos. Más particularmente, este corto período de tiempo puede ser de aproximadamente 3 segundos.

20 Generalmente, un anemómetro montado en la góndola, debido a su ubicación en la parte superior de la góndola y detrás del rotor, no mide la velocidad del viento con mucha precisión y sus medidas pueden mostrar una velocidad del viento que varía ampliamente con una alta frecuencia. Esta imprecisión se puede atenuar obteniendo una velocidad media del viento de la(s) manera(s) mencionada(s) anteriormente y utilizando dicho promedio como la velocidad instantánea representativa del viento en cálculos posteriores. En lugar de un anemómetro montado en la góndola se podría utilizar, por ejemplo, un LIDAR.

25 La velocidad del viento puede ser un parámetro relevante (que no es interno a la turbina eólica, sino externo) que se puede tener en cuenta para limitar el empuje del viento. Por ejemplo, a velocidades supra-nominales o sub-nominales del viento o velocidades del viento próximas a la velocidad nominal del viento (es decir, cuando se genera potencia a un nivel máximo o casi máximo), se puede inducir que el empuje del viento varíe de una manera más o más menos restringida. En general, las velocidades del viento sub-nominales no requerirían limitaciones (particularmente restringidas) del empuje del viento, mientras que las velocidades supra-nominales del viento requerirían generalmente limitaciones más fuertes.

30 La velocidad del viento puede ser otro parámetro a almacenar en el registro histórico junto con las cargas determinadas en la turbina eólica. En particular, la velocidad del viento puede ser una de las dimensiones que definen la granularidad bajo la cual se pueden acumular valores de carga en el registro histórico. Todos estos principios pueden hacer que los procedimientos proporcionados por la invención sean aún más flexibles y precisos con respecto al objetivo de prolongar el tiempo de vida de la turbina eólica o de asegurar su tiempo de vida esperado.

35 En otro aspecto, se proporciona una turbina eólica que está configurada para realizar el procedimiento de operación de una turbina eólica como se ha descrito anteriormente.

40 En otro aspecto más, se proporciona un procedimiento de operación de una turbina eólica que tiene un rotor con una pluralidad de palas, uno o más sistemas de paso para hacer rotar las palas alrededor de sus ejes longitudinales, un generador y un sistema de control para controlar los ángulos de paso de las palas y el par del generador. El procedimiento comprende optimizar una función de coste usando una estrategia de Control Predictivo por Modelo (MPC).

45 En algunas realizaciones de este aspecto, la función de coste a optimizar puede ser la potencia eléctrica generada durante un tiempo de vida de la turbina eólica. En otras realizaciones, la función de coste a optimizar puede ser la compensación financiera para la potencia eléctrica generada durante el tiempo de vida de la turbina eólica. En otras realizaciones adicionales, la función de coste a optimizar puede ser la correspondencia lo más ajustada posible de la potencia eléctrica generada con la potencia eléctrica demandada (por ejemplo, por un operador de red).

50 En cualquiera de las realizaciones de este aspecto, la turbina eólica puede comprender además un sistema para determinar una o más cargas en la turbina eólica, y una condición límite en el proceso MPC puede ser una condición límite basada en una carga. Opcionalmente, la condición límite basada en la carga puede ser una condición límite basada en el empuje sobre la turbina eólica. Y opcionalmente, la condición límite puede ser un empuje máximo, un

5 empuje mínimo o una velocidad máxima de cambio del empuje. Alternativamente, o adicionalmente, la condición límite basada en una o más cargas puede ser una función de las cargas acumuladas en el tiempo (almacenadas opcionalmente en un registro histórico de cargas). Estas cargas, en algunos ejemplos, pueden expresarse mediante una característica o parámetro indicativo de las cargas acumuladas como se explica en otras partes de la presente descripción.

10 En cualquiera de estas realizaciones de este aspecto, las condiciones límite basadas en cargas pueden ser condiciones límite "suaves" o condiciones límite "duras". Las condiciones límite duras son aquellas condiciones que nunca pueden ser violadas y las condiciones límite blandas son aquellas condiciones límite que preferiblemente no se violan, pero que ocasionalmente pueden ser violadas hasta cierto punto. La violación de dicha restricción suave puede ser adecuada cuando la ganancia esperada en la función de coste a optimizar es relativamente o desproporcionadamente alta. En particular, se pueden establecer ciertos límites del empuje como limitaciones blandas, que pueden ser violadas bajo ciertas condiciones, porque no provocan la interrupción de la turbina eólica, sino que provocan algún daño por fatiga. Este daño por fatiga podría ser compensado durante otros periodos de operación. Un ejemplo de una condición límite dura típica puede ser un límite de velocidad de paso inherente, porque el motor de paso físicamente no puede rotar la pala a una velocidad más alta. De manera similar, una condición límite dura puede ser el par máximo que se puede aplicar al generador.

20 En cualquiera de estos ejemplos de este aspecto, en el que una condición límite se basa en una o más cargas, la condición límite puede variar en función de la velocidad del viento. Alternativamente, la condición límite puede ser fija, por ejemplo un límite máximo del empuje independientemente de la velocidad instantánea del viento o cualquier otro factor.

25 En cualquiera de estos ejemplos de este aspecto, las palas de la turbina eólica pueden comprender además uno o más *flaps* y/o superficies de borde de salida deformables y un sistema de control para controlar estos *flaps* y/o superficies de borde de salida deformables. Pueden proporcionarse otros parámetros de control para optimizar la función de coste en el proceso MPC dadas ciertas condiciones límite.

30 Una turbina eólica de velocidad variable puede controlarse típicamente variando el par del generador y el ángulo de paso de las palas. Como resultado, variarán el par aerodinámico, la velocidad del rotor y la potencia eléctrica. Teniendo esto en cuenta, y con respecto al ejemplo mostrado en la figura 4, típicamente se pueden considerar cuatro (y posiblemente más) rangos operacionales en una estrategia de control convencional.

35 En un primer rango operacional, que va desde la velocidad del viento de conexión hasta una primera velocidad del viento (por ejemplo aproximadamente 5 ó 6 m/s), el rotor puede ser controlado para que rote a una velocidad sustancialmente constante que es sólo lo suficientemente alta como para poder controlarla con precisión. El ángulo de paso de las palas en este primer rango operacional se mantiene a 0° (la posición por defecto). La velocidad del viento de conexión puede ser, por ejemplo, aproximadamente 3 m/s.

40 En un segundo rango operacional, que va desde la primera velocidad del viento (por ejemplo aproximadamente 5 ó 6 m/s) hasta una segunda velocidad del viento (por ejemplo aproximadamente 8,5 m/s), el objetivo es generalmente maximizar la potencia de salida manteniendo el ángulo de paso de las palas constante para capturar la máxima energía. Para conseguir este objetivo, el par del generador y la velocidad del rotor pueden variarse adecuadamente. En este rango operacional, el ángulo de paso de la pala se mantiene generalmente a 0°.

45 En un tercer rango operacional, que comienza a alcanzar la velocidad nominal de rotación del rotor y se extiende hasta alcanzar la potencia nominal, la velocidad del rotor puede mantenerse constante y el par del generador puede variarse a tal efecto. En términos de velocidad del viento, este tercer rango operacional se extiende sustancialmente desde la segunda velocidad del viento hasta la velocidad nominal del viento, por ejemplo, desde aproximadamente 8,5 m/s hasta aproximadamente 11 m/s. Además, en este rango operacional, las palas pueden mantenerse generalmente en la posición de paso por defecto.

50 En un cuarto rango operacional, que puede extenderse desde la velocidad nominal del viento hasta la velocidad del viento de desconexión (de, por ejemplo, aproximadamente 11 m/s a 25 m/s), las palas se pueden rotar (para variar el ángulo de paso) con el fin de mantener el par aerodinámico suministrado por el rotor sustancialmente constante. En la práctica, el sistema de paso puede ser accionado para mantener la velocidad del rotor sustancialmente constante. A la velocidad del viento de desconexión, se interrumpe la operación de la turbina eólica.

60 En los rangos operacionales primero, segundo y tercero, es decir, a velocidades del viento por debajo de la velocidad nominal del viento (la zona de operación sub-nominal), las palas se mantienen normalmente en una posición de paso constante, es decir, la "posición de paso por debajo del valor nominal" a velocidades del viento iguales o inferiores a la velocidad nominal del viento. Dicha posición de paso por defecto puede estar generalmente cerca de un ángulo de paso de 0°. Sin embargo, el ángulo de paso exacto en condiciones "por debajo del valor

nominal" depende del diseño completo de la turbina eólica. En la zona supra-nominal de operación, las palas son rotadas, pero la velocidad del rotor y el par del generador se mantienen sustancialmente constantes.

5 La aplicación de la estrategia MPC de acuerdo con cualquiera de las realizaciones de este aspecto podría conducir a una variación del ángulo de paso en la zona de operación sub-nominal. Además, la estrategia MPC podría conducir a una variación en la velocidad del rotor en la zona supra-nominal de operación.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

10 A continuación se describirán realizaciones particulares de la presente invención a modo de ejemplos no limitativos, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 es una representación esquemática de una turbina eólica según realizaciones de la invención;

15 La figura 2 es una representación conceptual de una base de datos multidimensional adecuada para ser utilizada en procedimientos proporcionados por la invención; y

La Figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento particular proporcionado por la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE REALIZACIONES DE LA INVENCION

20 En la siguiente descripción, se exponen numerosos detalles específicos con el fin de proporcionar una comprensión completa de ejemplos de la presente invención. Sin embargo, los expertos en la técnica entenderán que se pueden poner en práctica ejemplos de la presente invención sin algunos o todos estos detalles específicos. En otros casos, no se han descrito con detalle elementos bien conocidos para no dificultar innecesariamente la descripción de la presente invención.

25 La figura 1 es una representación esquemática de una turbina eólica de acuerdo con una realización de la invención. Esta turbina eólica 100 es mostrada comprendiendo una torre 104, una góndola 103 y un rotor con una pluralidad de palas 106 - 108 dispuesto sobre la torre 104. La turbina eólica 100 puede comprender además una unidad de control 101 con una memoria (por ejemplo, un disco duro) 102 para almacenar datos sobre la operación (por ejemplo cargas detectadas) de la turbina eólica. Esta unidad de control 101 (por ejemplo, un ordenador) puede programarse para realizar uno o más procedimientos proporcionados por la invención. Se proporcionarán detalles sobre dichos procedimientos en referencia a otras figuras.

35 La unidad de control 101 y la memoria 102 pueden alojarse en una región adecuada de la turbina eólica, tal como, por ejemplo, dentro de la góndola 103 o la torre 104. Alternativamente, la unidad de control 101 y la memoria 102 pueden estar dispuestas en un lugar remoto y pueden estar conectadas con la turbina por medio de conexiones adecuadas. La unidad de control que actúa como sistema de control para la turbina eólica puede formar parte de un SCADA de un parque eólico.

40 La turbina eólica 100 puede comprender también un sistema para determinar cargas en la turbina eólica 100, que puede basarse en, por ejemplo, sensores de carga en la raíz de las palas 106 - 108, y/o sensores de carga en la góndola 103, y/o sensores de carga en la torre, etc. También se puede proporcionar en la turbina eólica 100 un sistema para controlar uno o más parámetros operacionales inherentes a la turbina eólica 100. Este sistema (para controlar parámetros operacionales) puede comprender, por ejemplo, uno o más sistemas de paso para rotar una o más de las palas 106 - 108 y/o un sistema de orientación para orientar el rotor de la turbina eólica 100 con respecto al viento V_w , etc.

50 En otras realizaciones, la turbina eólica 100 puede comprender además un sistema para determinar una velocidad instantánea representativa del viento, que puede comprender un anemómetro 105 montado en la góndola. Alternativamente, puede usarse cualquier otro sistema para determinar la velocidad del viento representativa, tal como por ejemplo un LIDAR, un mástil de medición, etc.

55 La figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra un ejemplo de un procedimiento proporcionado por la invención, que podría ser realizado por una turbina eólica similar a la mostrada en la figura 1. El procedimiento empieza en la etapa 300, que continua a la etapa 301 para determinar cargas en la turbina eólica, utilizando un sistema para determinar cargas que puede ser similar al comprendido en la turbina eólica 100 de la Figura 1. En la etapa 302, las cargas determinadas en la turbina eólica se mantienen (o se almacenan) en un registro histórico, que puede ser, por ejemplo, la memoria 102 de la figura 1. A continuación, en la etapa 303, se obtiene una característica indicativa de las cargas en la turbina eólica acumuladas en el tiempo a partir de los datos almacenados en el registro histórico.

60 Esta característica obtenida puede utilizarse, en la etapa 304, para obtener uno o más límites del empuje dependiendo de dicha relación.

Una vez que se ha obtenido la característica, en la etapa 305 se puede controlar uno o más parámetros operacionales (por ejemplo, ajustes del ángulo de paso, par de generador, etc.) de la turbina eólica 100 para mantener el empuje del viento sobre la turbina eólica 100 dentro de los límites del empuje del viento determinados. Una vez que se ha completado la etapa 305, el procedimiento puede volver a la etapa 301 (o etapa 303), de tal manera que se pueden realizar continuamente repeticiones de la secuencia explicada de las etapas 301 – 305 bajo una frecuencia determinada y/o hasta la satisfacción de una condición finalización.

En algunos ejemplos, los procesos de determinación de cargas en la turbina eólica y almacenamiento de estas cargas en un registro histórico pueden estar sustancialmente separados de los procesos para calcular uno o más límites para su imposición al empuje. Pueden llevarse a cabo con frecuencias completamente diferentes. En la medida en que los límites del empuje se basen en el daño por fatiga, tiene sentido que los límites del empuje sean ajustados cada semana o mes o cada pocos meses. Por otra parte, el registro de cargas puede ser continuo, por ejemplo, cada segundo o cada pocos segundos.

Por lo tanto, en algunas realizaciones, después del paso 305, el proceso no retorna necesariamente a la etapa 301, sino más bien a la etapa 303 en la que se obtiene la característica indicativa de las cargas acumuladas.

La característica indicativa de las cargas acumuladas puede obtenerse, por ejemplo, calculando un valor que indica las cargas acumuladas por la turbina eólica (por ejemplo, a lo largo del tiempo de vida transcurrido) y obteniendo el porcentaje al que corresponde dicho indicador calculado de cargas acumuladas con respecto a un valor máximo de cargas que se espera que sufra la turbina (por ejemplo, a lo largo de toda su vida). Por ejemplo, si el valor máximo de las cargas es igual a 1.000 unidades y el indicador calculado de las cargas acumuladas es igual a 500 unidades, la relación indicativa de las cargas acumuladas será igual a 50%, lo que significa que la turbina ha acumulado un 50% de cargas permitidas a lo largo de toda su tiempo de vida. Entonces, si el tiempo de vida transcurrido es, por ejemplo, igual al 60% de su vida esperada, el procedimiento podría concluir que no es necesario un límite en el empuje, ya que el 60% (tiempo de vida transcurrido) es superior al 50% (cargas acumuladas).

Se pueden utilizar otros cálculos (incluso mucho más complejos) para obtener una característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo. Por ejemplo, algunos cálculos pueden considerar en qué componente(s) de la turbina eólica se han obtenido las mediciones de carga, tal como, por ejemplo, palas, torre, góndola, etc. Se podrían utilizar otros parámetros en estos cálculos, tales como, por ejemplo, la velocidad del viento, ya que diferentes velocidades del viento pueden definir diferentes rangos operacionales que reflejen condiciones operativas relevantes. En estos cálculos más complejos, la característica producida indicativa de las cargas acumuladas puede comprender varios valores de carga acumulados, tales como, por ejemplo, un valor significativo correspondiente a una determinada parte (por ejemplo, una pala) de la turbina eólica y a un determinado rango de operación (por ejemplo, por encima de la velocidad nominal) que puede indicar un mal funcionamiento de esta parte durante este rango operacional, aunque se puede haber obtenido una relación global de cargas acumuladas aceptable.

El empuje sufrido por la turbina eólica puede estimarse aplicando cualquier procedimiento conocido en la técnica. El empuje puede estimarse a partir de parámetros tales como, por ejemplo, la velocidad del viento, las cargas sobre las palas, la velocidad de rotación del rotor, etc. En algunas implementaciones, el procedimiento puede comprender además una o más etapas enfocadas en estimar el empuje sufrido por la turbina eólica y verificar si el empuje estimado está efectivamente dentro de los límites del empuje determinados en una iteración anterior.

En algunas realizaciones, uno o más límites del empuje pueden comprender un límite máximo del empuje del viento, y/o un límite mínimo del empuje del viento, y/o una velocidad máxima de variación del empuje del viento. A continuación, en la etapa 305, se pueden controlar el uno o más parámetros operacionales internos a la turbina eólica para mantener el empuje del viento por debajo del límite máximo del empuje del viento y/o por encima del límite mínimo del empuje del viento y/o la velocidad a la que varía el empuje por debajo de la velocidad máxima de variación del empuje del viento.

De acuerdo con algunas implementaciones, el límite máximo del empuje del viento puede disminuir dependiendo de cuánto aumente la característica (u opcionalmente una relación) indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo y puede aumentar dependiendo de cuánto disminuya la relación indicativa de cargas acumuladas en el tiempo. De manera similar, el límite mínimo del empuje del viento puede aumentar dependiendo de cuánto aumente la característica (u opcionalmente una relación) indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo y puede disminuir dependiendo de cuánto disminuya la relación indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo. También de manera similar, la velocidad máxima a la que varía el empuje puede aumentar dependiendo de cuánto disminuya la característica (u opcionalmente una relación) indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo y puede disminuir dependiendo de cuánto aumente la relación indicativa de cargas acumuladas.

Los parámetros limitadores (límites máximo, mínimo del empuje, y la velocidad máxima de variación del empuje) propuestos anteriormente pueden definirse por medio de funciones adecuadas que relacionan el parámetro limitador

con la(s) característica(s) indicativa(s) de cargas acumuladas. Por ejemplo, puede utilizarse una función lineal con una pendiente determinada o una curva más compleja para definir cualquiera de dichos parámetros limitadores como una función de la(s) característica(s) indicativa(s) de cargas acumuladas. Cualquiera de dichas curvas puede obtenerse a partir de valores calculados teóricamente. Estos cálculos pueden basarse en simulaciones que tengan en cuenta un modelo teórico de la turbina eólica. Por ejemplo, puede utilizarse un Procedimiento de Elemento Finito (FEM - *Finite Element Method*) para calcular dichos valores para generar una función correspondiente. Además o alternativamente a estos valores teóricos calculados, también podrían obtenerse experimentalmente valores adecuados midiendo parámetros necesarios bajo condiciones controladas.

En otras implementaciones, las mediciones de la velocidad del viento pueden obtenerse a partir de un anemómetro 105 (véase la figura 1), de tal manera que la velocidad instantánea representativa del viento puede determinarse a partir de estas mediciones de velocidad del viento. La medición de la velocidad del viento (proporcionada por el anemómetro 105) en la que puede basarse la determinación de la velocidad instantánea representativa del viento, puede ser una velocidad media del viento medida por el anemómetro 203 durante un período de, por ejemplo, 1 – 5 segundos, por ejemplo, 3 segundos.

Algunos procedimientos proporcionados por la invención podrían implementarse de acuerdo con principios MPC. En estas implementaciones, se pueden modelar diferentes parámetros y restringirlos de acuerdo con los fundamentos MPC. Por ejemplo, la velocidad del viento, la velocidad del rotor, el tiempo de vida (transcurrido y esperado) de la turbina eólica, las actuaciones en el ángulo de paso, las actuaciones en la orientación, el empuje, las cargas y otros parámetros pueden ser modelados y opcionalmente restringidos, incluso algunos de ellos con respecto a otros. En un ejemplo, el empuje se podría limitar como una función de las cargas acumuladas por la turbina eólica (posiblemente a lo largo de su tiempo de vida). Algunas de dichas implementaciones MPC podrían considerar modelos de uno o más parámetros de acuerdo con, por ejemplo, una concepción multidimensional como la ilustrada en la figura 2, que se describirá más adelante.

En algunas implementaciones MPC, las cargas acumuladas en el tiempo también pueden modelarse como, por ejemplo, una restricción estadística, de modo que esta restricción estadística y la restricción del empuje pueden constituir unas condiciones, posiblemente condiciones límite principales, bajo las cuales el correspondiente proceso MPC evolucionará con el tiempo (es decir, durante la operación de la turbina eólica). Una vez que todas las variables o parámetros y restricciones han sido correctamente modelados, el proceso MPC puede comenzar a procesarlos en el contexto de un proceso de optimización. El proceso produce continuamente límites del empuje para mantener las cargas sufridas por la turbina eólica dentro de un rango aceptable, para asegurar que la vida de la turbina eólica es extendida o por lo menos mantenida dentro de su tiempo de vida esperado. La "función de coste" que se optimiza en el proceso MPC puede ser la potencia eléctrica generada por la turbina eólica. En otro ejemplo, la función de coste puede ser la compensación financiera por la potencia eléctrica generada, es decir, las ganancias o beneficios financieros de un operador del parque eólico. La compensación financiera por la potencia eléctrica generada puede variar generalmente a lo largo del año, mes e incluso un día. Cuando el precio de la electricidad es particularmente alto, el límite máximo del empuje aceptable puede ser aumentado temporalmente para generar más potencia. En un momento diferente, el límite máximo del empuje aceptable puede ser mucho menor de lo habitual para compensar el daño por fatiga durante esos períodos de precios elevados.

Algunas o todas las reglas y/o la lógica descritas en relación con implementaciones no basadas en MPC también podrían usarse para modelar algunas o todas las diversas variables, parámetros, restricciones a definir en el contexto de implementaciones MPC. Por ejemplo, las cargas acumuladas pueden ser modeladas bajo fundamentos MPC, pero de acuerdo con un enfoque conceptual similar al ilustrado en la Figura 2, en el que se consideran varias dimensiones (tiempo, regiones de la turbina eólica de las que se obtienen las medidas de carga y rangos operacionales dependientes de la velocidad del viento).

La figura 2 es una representación conceptual de una base de datos multidimensional adecuada para ser utilizada en procedimientos proporcionados por la invención. En particular, esta base de datos multidimensional es mostrada como un cubo que comprende tres dimensiones de "acumulación" 201 – 203. Por ejemplo, una primera dimensión puede corresponder a años (u otras unidades de tiempo, por ejemplo, meses), una segunda dimensión puede corresponder a regiones de la turbina eólica (por ejemplo: palas, torre, etc.) de las cuales se han obtenido las mediciones de carga, y una tercera dimensión puede corresponder a rangos operacionales (rangos primero, segundo, etc.). Los rangos operacionales pueden definirse de la siguiente manera.

Una turbina eólica de velocidad variable puede controlarse típicamente variando el par del generador y el ángulo de paso de las palas. Como resultado, variarán el par aerodinámico, la velocidad del rotor y la potencia eléctrica. Teniendo esto en cuenta, típicamente se pueden considerar cuatro (o más) rangos operacionales en una estrategia de control convencional. Los rangos operacionales se pueden describir con referencia a la figura 4 discutida previamente.

5 En un primer rango operacional, que va desde la velocidad del viento de conexión hasta una primera velocidad del viento (por ejemplo aproximadamente 5 ó 6 m/s), el rotor puede ser controlado para que gire a una velocidad sustancialmente constante que es sólo lo suficientemente alta para ser controlada con precisión. El ángulo de paso de las palas en este primer rango operacional se mantiene a 0° (la posición por defecto). La velocidad del viento de conexión puede ser de, por ejemplo, aproximadamente 3 m/s.

10 En un segundo rango operacional, que va desde la primera velocidad del viento (por ejemplo aproximadamente 5 ó 6 m/s) hasta una segunda velocidad del viento (por ejemplo aproximadamente 8,5 m/s), el objetivo es generalmente maximizar la potencia de salida manteniendo el ángulo de paso de las palas constante para capturar la máxima energía. Para conseguir este objetivo, el par del generador y la velocidad del rotor pueden ser variados adecuadamente. En este rango operacional, el ángulo de paso de la pala se mantiene generalmente a 0°.

15 En un tercer rango operacional, que comienza a alcanzar la velocidad de rotación nominal del rotor y se extiende hasta alcanzar la potencia nominal, la velocidad del rotor puede mantenerse constante y se puede variar el par del generador a tal efecto. En términos de velocidad del viento, este tercer rango operacional se extiende sustancialmente desde la segunda velocidad del viento hasta la velocidad nominal del viento, por ejemplo, desde aproximadamente 8,5 m/s hasta aproximadamente 11 m/s. Además, en este rango operacional, las palas pueden mantenerse generalmente en la posición de paso por defecto.

20 En un cuarto rango operacional, que puede extenderse desde la velocidad nominal del viento hasta la velocidad del viento de desconexión (por ejemplo aproximadamente de 11 m/s a 25 m/s), las palas pueden ser rotadas (cambiando el ángulo de paso) para mantener el par aerodinámico suministrado por el rotor sustancialmente constante. En la práctica, el sistema de paso puede ser accionado para mantener la velocidad del rotor sustancialmente constante. A la velocidad del viento de desconexión, se interrumpe la operación de la turbina eólica.

25 De acuerdo con el ejemplo propuesto anteriormente, los años pueden estar representados por la dimensión 201, las regiones de las turbinas eólicas pueden estar representadas por la dimensión 202 y los rangos operacionales pueden estar representados por la dimensión 203. La dimensión relativa a los años 201 puede comprender un valor 204 que corresponde al año actual (por ejemplo 2013), un valor 205 correspondiente al año anterior (por ejemplo 2012) y un valor 206 correspondiente a dos años antes del año en curso (por ejemplo 2011).

30 La dimensión relativa a las regiones 202 puede comprender un valor 212 que corresponde a una primera de las palas, un valor 213 correspondiente a una segunda de las palas, un valor 214 correspondiente a una tercera de las palas, un valor 215 correspondiente a la góndola, y un valor 216 correspondiente a la torre. La dimensión relativa a los rangos operacionales 203 puede comprender un valor 207 correspondiente al primer rango operacional descrito anteriormente, un valor 208 correspondiente al segundo rango operacional, un valor 209 correspondiente al tercer rango operacional y un valor 210 correspondiente al cuarto rango operacional. Si se definen más rangos operacionales, naturalmente, se podrían incluir más rangos operacionales en esta dimensión.

35 Por lo tanto, en este ejemplo de configuración en forma de "cubo" del registro histórico, una celda tridimensional definida por, por ejemplo, el valor 204 (de la dimensión 201), el valor 212 (de la dimensión 202) y el valor 209 (de la dimensión 203) contendrá un valor acumulado de las cargas detectadas en la primera pala de la turbina eólica, durante el año actual 2013 y sólo cuando se ha estimado que la velocidad del viento está entre 8,5 m/s y aproximadamente 11 m/s (tercer rango operacional). Con respecto al resto de las celdas del cubo, cada una de ellas contendrá un valor de carga acumulado correspondiente a las tres categorías dimensionales que definen la celda.

40 En otras realizaciones, pueden considerarse otras configuraciones de cubos con otras granularidades de datos acumulados. Por ejemplo, pueden usarse otros números de dimensiones (incluso más de tres) y otras categorizaciones de algunas dimensiones para acumular valores de carga. Incluso, una o más de las dimensiones pueden estar estructuradas en diferentes niveles de valores (es decir, subcategorías), tales como, por ejemplo, la dimensión temporal puede dividirse en años y cada año en meses, y así sucesivamente. Cualquier posible configuración multidimensional según (o similar) a los principios propuestos en este documento, puede permitir tener los datos de carga acumulados segmentados de una manera muy flexible y potente, de tal manera que se puedan realizar análisis en línea y fuera de línea de utilidad.

50 El análisis en línea se refiere a un análisis realizado durante la operación de la turbina eólica, que puede tener el objetivo de proporcionar datos para determinar la característica indicativa de las cargas acumuladas. El análisis fuera de línea se refiere a un análisis que puede realizarse en cualquier momento (durante la operación o no), que puede tener el objetivo de, por ejemplo, detectar situaciones anómalas. Un ejemplo de análisis fuera de línea puede basarse en la evaluación de las cargas acumuladas para cada región de la turbina eólica en la que se han tomado las medidas de carga. Un análisis fuera de línea de este tipo puede concluir, por ejemplo, que las cargas sufridas por la turbina eólica son globalmente aceptables pero que la mayoría de dichas cargas se han detectado en una región particular, lo cual puede ser inaceptable y posiblemente indicativo de un problema. Entonces, esta región

"problemática" puede ser sometida a la correspondiente revisión técnica y/o mantenimiento para resolver o al menos atenuar el problema detectado.

5 Aunque sólo se han descrito en este documento un número de realizaciones particulares y ejemplos de la invención, los expertos en la técnica entenderán que son posibles otras realizaciones y/o usos alternativos de la invención y modificaciones y equivalentes obvios de la misma. Además, la presente invención cubre todas las combinaciones posibles de las realizaciones particulares descritas. Por lo tanto, el alcance de la presente invención no debe estar limitado por realizaciones particulares, sino que debe determinarse solamente a partir de una lectura razonable de las siguientes reivindicaciones.

10

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un procedimiento de operación de una turbina eólica que tiene un rotor con una pluralidad de palas, un sistema para determinar una o más cargas en la turbina eólica, un registro histórico de datos sobre la operación de la turbina eólica y un sistema de control para controlar uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica; en el que el procedimiento comprende:
 10 determinar las cargas en la turbina eólica;
 almacenar en el registro histórico las cargas determinadas en la turbina eólica;
 obtener, a partir del registro histórico, una característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo en la turbina eólica;
 15 determinar uno o más límites del empuje del viento que comprenden un límite mínimo del empuje del viento, dependiendo de la característica obtenida indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo;
 controlar uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica para mantener el empuje del viento sobre la turbina eólica dentro de los límites del empuje del viento determinados.
2. Un procedimiento según la reivindicación 1, en el que la determinación del uno o más límites del empuje del viento comprende determinar un límite máximo del empuje del viento.
- 20 3. Un procedimiento según la reivindicación 2, en el que el límite máximo del empuje del viento determinado depende también de la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo.
4. Un procedimiento según la reivindicación 3, en el que el límite máximo del empuje del viento determinado disminuye si la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo aumenta; y en el que el límite máximo del empuje del viento determinado aumenta si la velocidad de cambio de la característica
 25 indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo disminuye.
5. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el límite mínimo del empuje del viento determinado depende también de la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo.
- 30 6. Un procedimiento según la reivindicación 5, en el que el límite mínimo del empuje del viento determinado aumenta si la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo aumenta; y en el que el límite mínimo del empuje del viento determinado disminuye si la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo disminuye.
- 35 7. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que la determinación del uno o más límites del empuje del viento comprende determinar una velocidad máxima de variación del empuje del viento.
- 40 8. Un procedimiento según la reivindicación 7, en el que la velocidad máxima de variación del empuje del viento determinada depende también de la velocidad de cambio de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo.
- 45 9. Un procedimiento según la reivindicación 8, en el que la velocidad máxima de variación del empuje del viento determinada aumenta si la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo disminuye; y en el que la velocidad máxima de variación del empuje del viento determinada disminuye si la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo aumenta.
- 50 10. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en el que el procedimiento se implementa como un Control Predictivo por Modelo (MPC) basado en la imposición de una o más restricciones al empuje del viento sobre la turbina eólica dependiendo de la característica indicativa de las cargas acumuladas en el tiempo.
- 55 11. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, en el que el sistema para determinar cargas en la turbina eólica comprende al menos un sensor de carga en la raíz de al menos una de las palas.
- 60 12. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, en el que el sistema para controlar uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica comprende uno o más sistemas de paso para rotar una o más de las palas; y en el que controlar el uno o más parámetros operacionales de la turbina eólica para mantener el empuje del viento sobre la turbina eólica dentro de los límites del empuje del viento determinados comprende la rotación de una o más de las palas para mantener el empuje del viento sobre la turbina eólica dentro de los límites del empuje del viento determinados.
13. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, en el que la turbina eólica comprende además un sistema para determinar una velocidad instantánea representativa del viento; en el que el procedimiento

comprende además determinar la velocidad instantánea representativa del viento; y en el que al menos uno de los límites del empuje del viento depende además de la velocidad instantánea representativa del viento determinada.

- 5 14. Una turbina eólica configurada para realizar el procedimiento de operación de una turbina eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13.

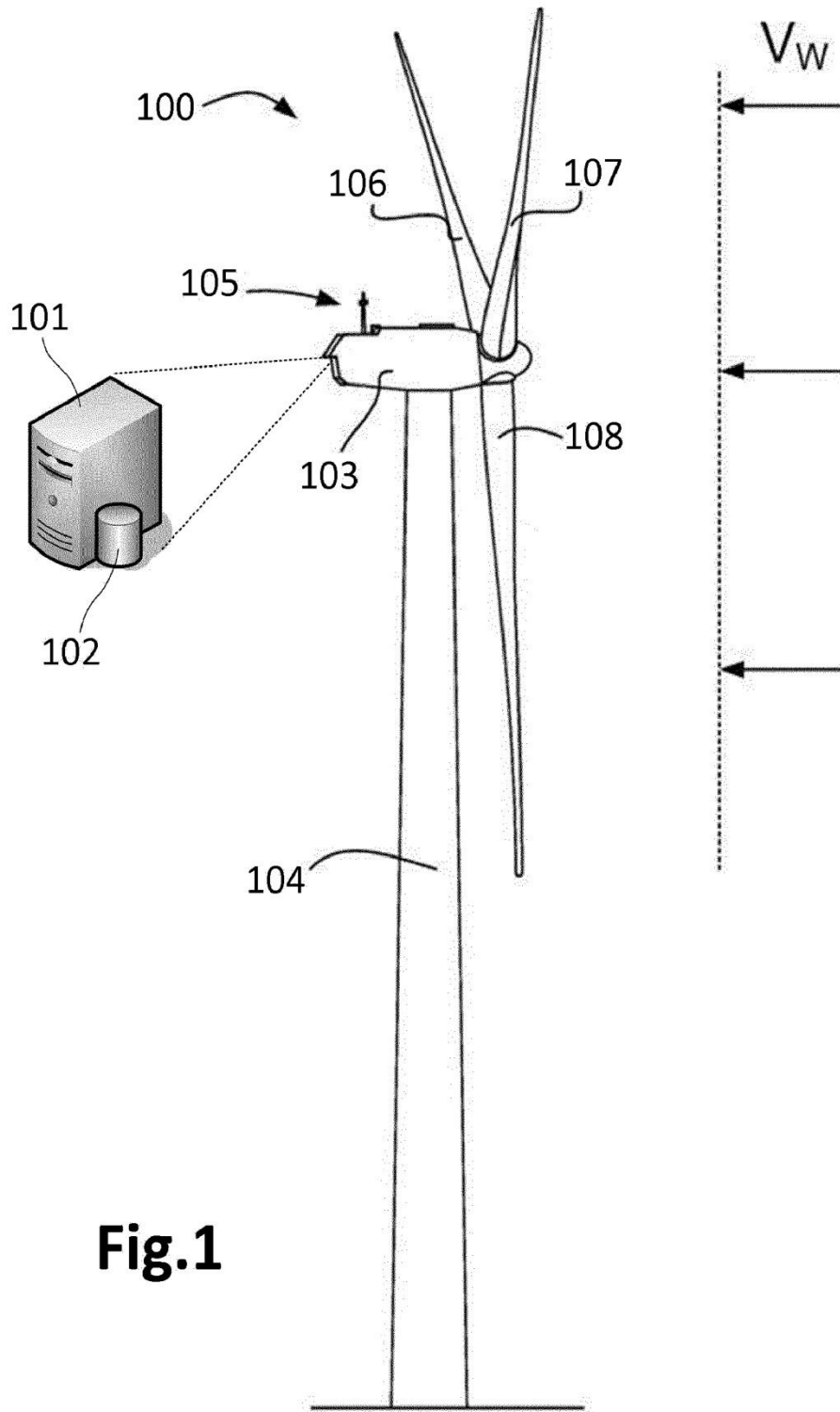


Fig.1

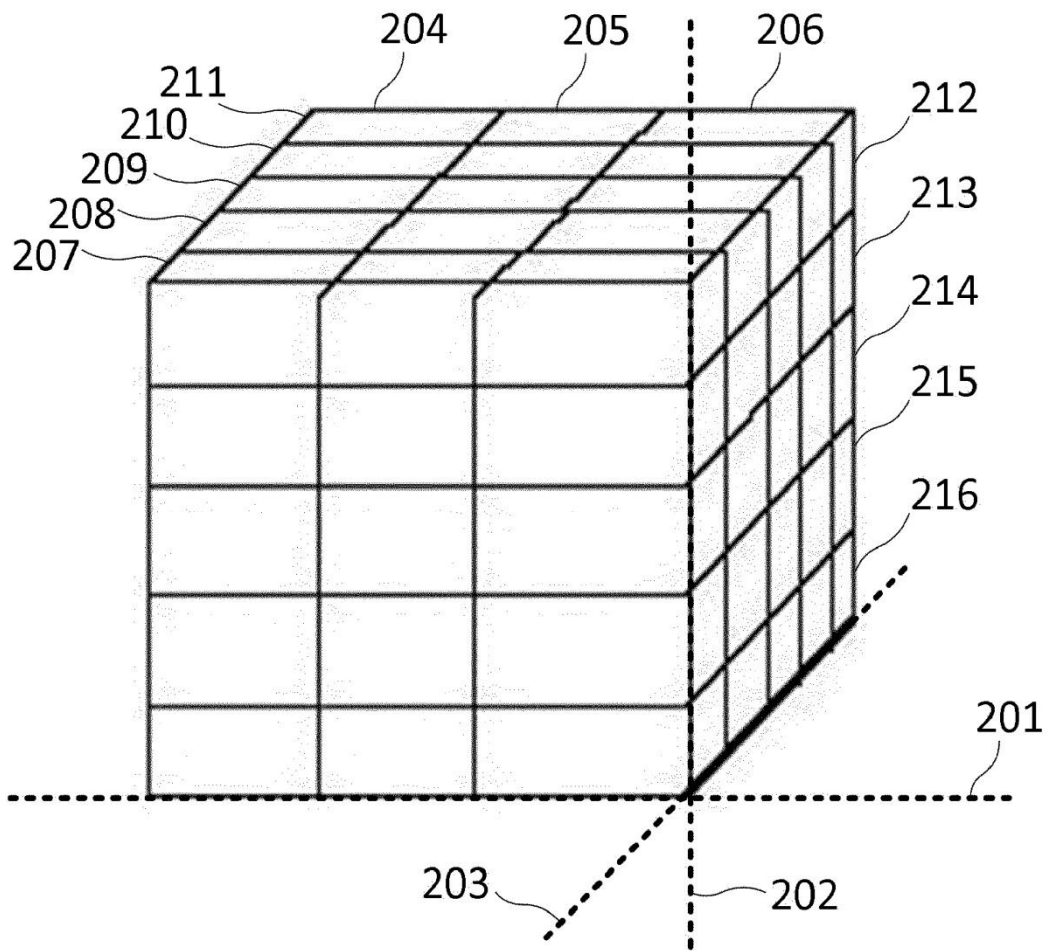


Fig.2

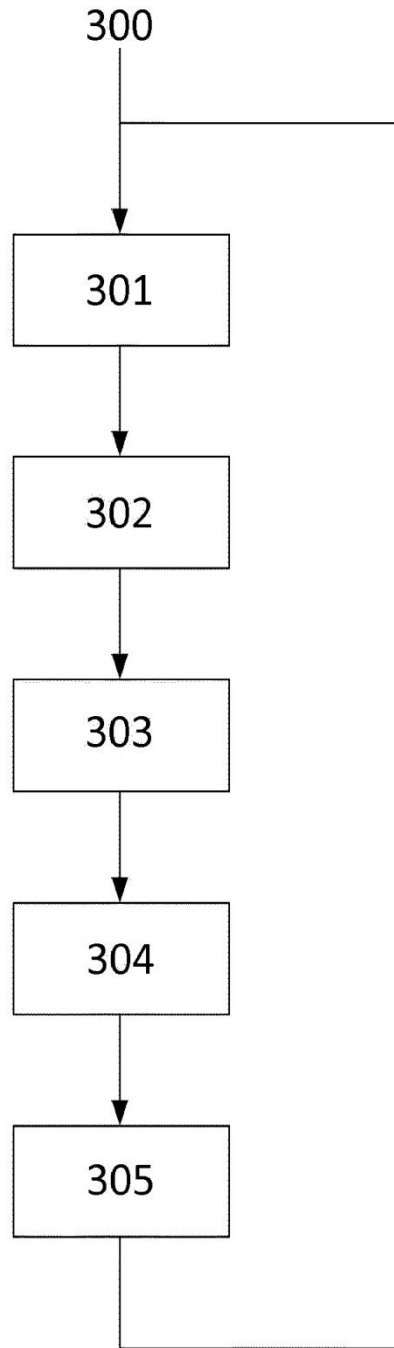


Fig.3

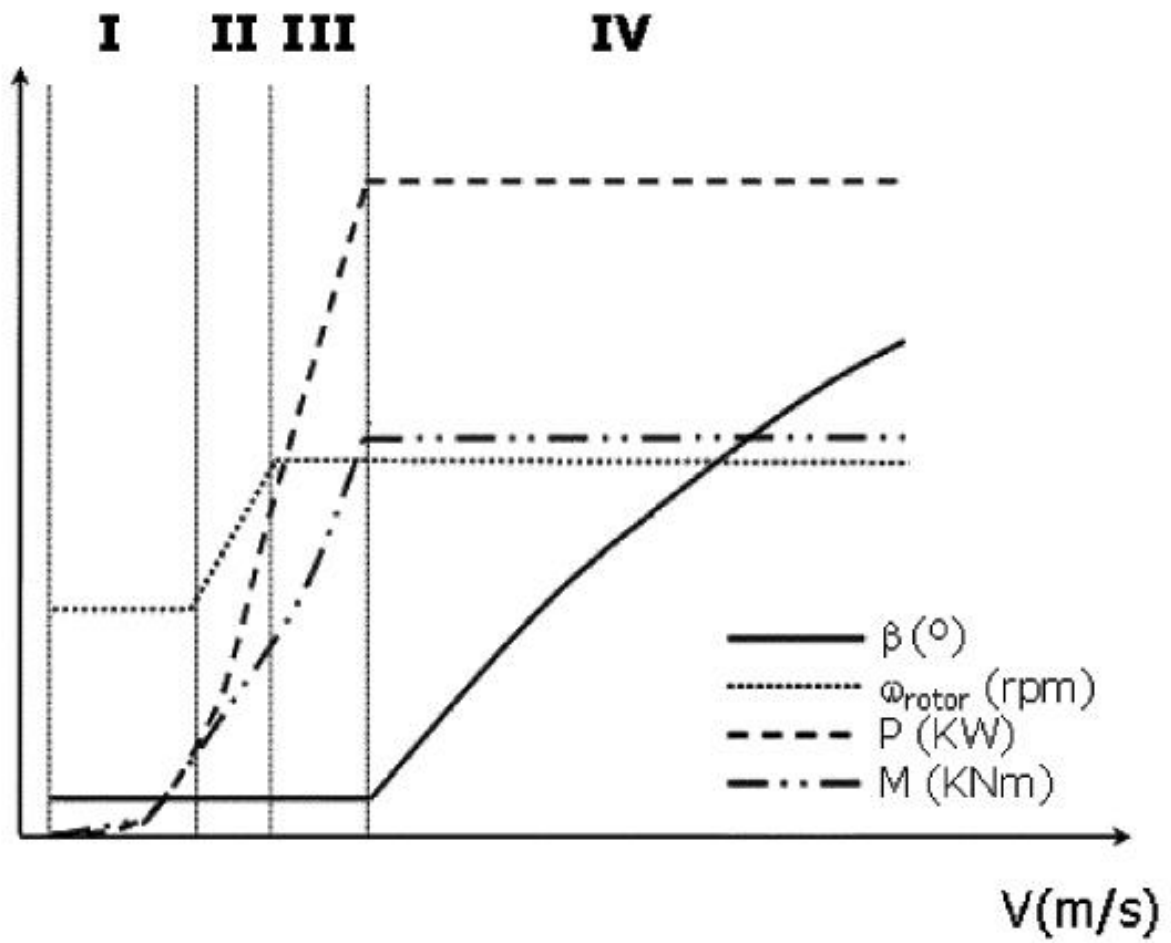


Fig. 4

REFERENCIAS CITADAS EN LA DESCRIPCIÓN

Esta lista de referencias citadas por el solicitante es únicamente para la comodidad del lector. No forma parte del documento de la patente europea. A pesar del cuidado tenido en la recopilación de las referencias, no se pueden excluir errores u omisiones y la EPO niega toda responsabilidad en este sentido.

Documentos de patentes citados en la descripción

- WO 2011157272 A2