

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 936 221**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.09.2020** **E 20196032 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **02.11.2022** **EP 3967871**

54 Título: **Un método para operar una turbina eólica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
15.03.2023

73 Titular/es:

NORDEX ENERGY SE & CO. KG (100.0%)
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg, DE

72 Inventor/es:

LABORENZ, JACOB;
SCHWARTE, JÖRG y
MAASS, CHRISTIAN

74 Agente/Representante:

ROEB DÍAZ-ÁLVAREZ, María

ES 2 936 221 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

Un método para operar una turbina eólica

5 La presente invención se refiere a un método para operar una turbina eólica y a una turbina eólica, o un parque eólico que comprende dicha turbina eólica, pudiendo la turbina eólica o el parque eólico ejecutar el método. En general, la presente invención se refiere a la operación de una turbina eólica en función de cargas que actúan sobre uno o más componentes de la turbina eólica.

10 Es convencional, al ubicar una turbina eólica o un parque eólico, primero medir las condiciones climáticas en el sitio propuesto para un período de referencia específico, p. ej., un año. Estas medidas luego se correlacionan con un conjunto de datos de referencia, en particular, un conjunto de datos meteorológicos para un año específico, y se extrapolan a una vida útil predeterminada de la turbina eólica, p. ej., 20 a 30 años. En función de esto, se diseña una estrategia de control para operar la turbina durante su vida útil, en particular, dependiendo de una carga de fatiga prevista que la turbina experimentará durante su vida útil, siendo predicha la carga de fatiga en función de dichas mediciones. La estrategia de control del dispositivo puede incluir funciones de control estático, como modos operativos del sector eólico, que puede configurar, por ejemplo, la información de la turbina en un sector determinado o apagar una turbina en un sector determinado de un parque eólico. La estrategia de control del dispositivo puede diseñarse para equilibrar la vida útil de la turbina, los gastos operativos y la producción anual de energía. Luego, la turbina se construye y se opera según la estrategia de control durante su vida útil predeterminada, que puede ser de 20 a 30 años.

Dicha estrategia de control predeterminada, sin embargo, no permite que las condiciones reales del sitio durante la operación de la turbina sean consideradas en la estrategia de control de la turbina. De este modo, con una estrategia de control tan fija, los cambios en las condiciones ambientales, como la intensidad y/o dirección del viento, no se pueden contabilizar. Por lo tanto, se ha propuesto modificar la estrategia de control en función de los datos operativos adquiridos durante la operación de la turbina eólica.

El documento WO 2019/214785 A1 describe un método para operar una turbina eólica, en donde una señal de sensor de un sensor que mide un parámetro operativo de la turbina eólica se utiliza como entrada para un modelo para obtener un valor de fatiga modelado, proporcionando el valor de fatiga modelado una estimación de la carga de fatiga aplicada a un componente de la turbina eólica durante el período de operación. En función de dicho valor de fatiga modelado, se modifica la estrategia de control.

El documento US 9.605.654 B2 describe un método para operar una turbina eólica, en donde se determina una vida útil residual en función de la relación entre la tensión acumulada y la tensión prevista de al menos un componente de la turbina eólica, y en donde se ajusta un ajuste operativo de la turbina en función de dicha vida útil residual.

De acuerdo con el documento US 2011/206512 A1, se proporciona un método para controlar una turbina eólica, estimar un consumo de tiempo de vida de fatiga acumulado de un componente estructural y operar la máquina generadora de energía de tal manera que el punto de ajuste para el consumo de tiempo de vida de fatiga del componente estructural se alcance al menos aproximadamente.

Si bien estos métodos pueden ayudar a equilibrar la vida útil de la turbina, el gasto operativo y la producción anual de energía no son muy precisos.

Partiendo de esto, el objeto de la invención es permitir un ajuste más preciso de la estrategia de control con la que se opera una turbina eólica.

La invención soluciona este objeto con un método según la reivindicación 1 y con una turbina eólica o un parque eólico según la reivindicación 15. Las realizaciones ventajosas aparecen divulgadas en las reivindicaciones dependientes, en la descripción y en las figuras.

El método para operar una turbina eólica según la invención comprende las siguientes etapas:

- a. operar la turbina eólica durante un período de operación de conformidad con una estrategia de control,
- b. proporcionar uno o más valores de entrada que representan una carga que actúa sobre al menos un componente de la turbina eólica y que proporciona incertidumbres de los valores de entrada,
- c. determinar, en función de los valores de entrada, un valor de carga agregado que representa una carga agregada que actúa sobre el al menos un componente de la turbina eólica durante un período de agregación,
- d. determinar, en función de las incertidumbres de los valores de entrada, una incertidumbre del valor de carga agregado,
- e. determinar un agregado de carga estadística a partir del valor de carga agregado y la incertidumbre del valor de carga agregado,
- f. ajustar la estrategia de control en función del agregado de carga estadística.

La turbina eólica de acuerdo con la invención comprende un controlador de turbina eólica que está adaptado para

ejecutar las siguientes etapas, el parque eólico de acuerdo con la invención comprende un controlador de parque eólico y al menos una turbina eólica, en donde el controlador del parque eólico está adaptado para ejecutar las siguientes etapas:

- 5 a. operar la turbina eólica durante un período de operación de conformidad con una estrategia de control,
- b. proporcionar uno o más valores de entrada que representan una carga que actúa sobre al menos un componente de la turbina eólica y que proporciona incertidumbres de los valores de entrada,
- c. determinar, en función de los valores de entrada, un valor de carga agregado que representa una carga agregada que actúa sobre el al menos un componente de la turbina eólica durante un período de agregación,
- 10 d. determinar, en función de las incertidumbres de los valores de entrada, una incertidumbre del valor de carga agregado,
- e. determinar un agregado de carga estadística a partir del valor de carga agregado y la incertidumbre del valor de carga agregado,
- f. ajustar la estrategia de control en función del agregado de carga estadística.

15 La invención y sus realizaciones, que se explicarán a continuación, pertenecen tanto al método como a la turbina eólica y al parque eólico. Lo que se dirá respecto al método es válido, haciendo los cambios necesarios, también para la turbina eólica y el parque eólico, el controlador de la turbina eólica y/o el controlador del parque eólico estando adaptados para ejecutar las respectivas etapas del método.

20 En general, de acuerdo con la invención, una estrategia de control predeterminada para operar la turbina eólica o todas las turbinas eólicas del parque eólico se ajusta en función de cargas determinadas que actúan sobre uno o más de los componentes de la turbina eólica. A diferencia de la técnica anterior, la estrategia de control se ajusta, sin embargo, no solo en función de estas cargas, sino también de las incertidumbres de estas cargas. Cada valor de entrada que es una base para el ajuste de la estrategia de control se ve afectado por algún tipo de incertidumbre, no importa que el valor de entrada comprenda cargas medidas, estimadas o simuladas. Por ejemplo, un valor de entrada medido solo puede ser tan exacto como lo sea el sensor utilizado para medir. De este modo, por ejemplo, la precisión de medición del sensor de medición puede determinar la incertidumbre de las cargas medidas. Esto se explicará en mayor detalle a continuación.

30 De acuerdo con la invención, en la etapa b se proporcionan uno o más valores de entrada y sus respectivas incertidumbres, en donde estos valores de entrada representan una carga que actúa sobre al menos un componente de la turbina eólica. Estos valores de entrada pueden ser valores de carga. En particular, las cargas medidas, las cargas estimadas o las cargas simuladas se pueden proporcionar como valores de entrada. Para cada uno de estos valores también se proporciona una incertidumbre.

35 En función de los valores de entrada se determina un valor de carga agregado y en función de las incertidumbres de los valores de entrada se determina una incertidumbre de dicho valor de carga agregado en las etapas c. y d., respectivamente. El valor de carga agregado representa una carga agregada que actúa sobre el al menos un componente de la turbina eólica durante un período de agregación. Si bien los valores de entrada pueden comprender valores de carga que representan cargas que actúan en momentos específicos durante el período de operación de la turbina eólica, el valor de la carga agregada representa una carga agregada que actúa sobre el componente respectivo de la turbina eólica durante el período de agregación. La carga agregada puede ser, por ejemplo, la suma de los valores de entrada, en particular, una integral sobre los valores de entrada durante el período de agregación. El período de agregación puede extenderse, por ejemplo, a uno o más años, en particular durante tres años. Sin embargo, el período de agregación también puede ser una fracción de año. De este modo, el valor de la carga agregada puede representar la carga que actúa sobre el componente respectivo de la turbina eólica durante un período de tres años, por ejemplo, los últimos tres años. De acuerdo con la invención, no solo se determina el valor de la carga agregada, sino también la incertidumbre de dicho valor de la carga agregada. La incertidumbre del valor de carga agregado se basa en las incertidumbres de los valores de entrada. Se puede proporcionar un modelo o algoritmo para derivar de las incertidumbres de los valores de entrada la incertidumbre del valor de carga agregado.

40 A partir del valor de la carga agregada y su incertidumbre, se determina una carga agregada estadística en la etapa e., en particular, puede entenderse que el agregado de carga estadística comprende el valor de carga agregado y su incertidumbre. En función de este agregado de carga estadística, la estrategia de control puede ajustarse de acuerdo con la etapa f. De este modo, la estrategia de control se ajusta no solo en función del valor de carga agregado, sino también en función de la incertidumbre del valor de carga agregado y, por lo tanto, de las incertidumbres de los valores de entrada. Debido a que se tienen en cuenta las incertidumbres, el método inventivo permite un ajuste más preciso de la estrategia de control. En particular, una probabilidad de fallo o una vida útil restante del componente respectivo de la turbina eólica y de la propia turbina eólica puede determinarse con mayor precisión, tal como se explicará a continuación.

45 Como se ha mencionado anteriormente, por ejemplo, las cargas medidas, las cargas estimadas o las cargas simuladas se pueden proporcionar como valores de entrada.

65 De este modo, de acuerdo con una realización, las cargas medidas se proporcionan como valores de entrada en la

- etapa b. Como consecuencia, también se proporcionan las incertidumbres de estas cargas medidas. En las etapas c. a e. luego, la carga agregada se determina en función de las cargas medidas, y la incertidumbre del valor de la carga agregada se determina en función de las incertidumbres de las cargas medidas, de modo que la carga estadística agregada en este caso se base en las cargas medidas y sus incertidumbres. Se pueden proporcionar uno o más sensores para medir las cargas que actúan sobre al menos un componente de la turbina eólica y proporcionar dichas cargas medidas. Las incertidumbres de las cargas medidas pueden derivarse de la precisión de medición de los uno o más sensores, como se ha mencionado anteriormente. En el caso de cargas medidas, la incertidumbre del valor de la carga agregada puede derivarse mediante la propagación de errores.
- Por ejemplo, las cargas que actúan sobre un componente de la turbina eólica pueden medirse continuamente a través de sensores de carga durante la operación de la turbina eólica. En cualquier momento durante el período de operación, estos valores de carga medidos pueden agregarse a un valor de carga agregado durante un período de agregación de, por ejemplo, tres años. La agregación de las cargas puede comprender la suma de las cargas medidas. También se determina una incertidumbre de este valor de carga agregado, en función de las incertidumbres de los valores medidos. De este modo, se determina la carga resumida que el componente respectivo ha recibido durante los últimos tres años junto con una incertidumbre de medición. En función del valor de la carga agregada y su incertidumbre, es decir, el agregado de carga estadística, la futura operación de la turbina eólica, por ejemplo, para los 17 años restantes de operación, suponiendo una vida útil de 20 años, se puede ajustar. Con respecto a este ajuste, el agregado de carga estadística puede compararse, por ejemplo, con una resistencia de por vida del componente respectivo, lo que significa una cantidad o grupo de resistencia que este componente puede comprender para contrarrestar las cargas que actúan sobre él. Puede deducirse del agregado de carga estadística que las cargas que actuaron sobre el componente durante dichos últimos tres años fueron superiores a una carga prevista derivada al diseñar la turbina eólica o el parque eólico. En este caso, la estrategia de control se puede ajustar de manera que el componente respectivo reciba menos carga durante la vida útil restante. Si, por ejemplo, el componente es una pala de rotor, se puede ajustar una estrategia de cabeceo para la pala del rotor, de modo que la pala del rotor reciba menos carga. Por otro lado, si se deriva del agregado estadístico de carga que el respectivo componente ha recibido una menor cantidad de carga durante dichos tres años, la estrategia de control puede ajustarse de modo que se tome más energía del viento a costa de mayores cargas o que se prolongue la vida útil de la turbina eólica.
- En lugar de cargas medidas, se pueden proporcionar cargas estimadas como valores de entrada. De acuerdo con una realización respectiva en la etapa b., las cargas estimadas se proporcionan como valores de entrada, en donde también se proporcionan incertidumbres de las cargas estimadas. Las cargas estimadas se derivan de los datos de entrada de estimación que se alimentan a un modelo de estimación. Las incertidumbres de las cargas estimadas comprenden una incertidumbre del modelo de estimación, así como incertidumbres de los datos de entrada de la estimación. En las siguientes etapas, el valor de la carga agregada se determina en función de las cargas estimadas en la etapa c., y la incertidumbre del valor de la carga agregada se determina en función de las incertidumbres de las cargas estimadas y la incertidumbre del modelo de estimación en la etapa d. En el caso de cargas estimadas, la incertidumbre del valor de la carga agregada puede derivarse mediante la propagación de errores. como se ha mencionado, las cargas estimadas se determinan a partir del modelo de estimación, que puede tener como entrada datos operativos de la turbina eólica durante un periodo determinado como datos de entrada de estimación. De este modo, a diferencia de la medición directa de las cargas, las cargas se pueden estimar de acuerdo con esta realización en función de datos previos, por ejemplo, en función de datos operativos de una turbina eólica prototipo o una turbina eólica para pruebas que no forma parte del parque eólico. En esta realización, por lo tanto, el agregado de carga estadística se basa en las cargas estimadas y sus incertidumbres. Asimismo, para estas cargas estimadas, se consideran incertidumbres de acuerdo con la invención. Las incertidumbres de las cargas estimadas comprenden no solo las incertidumbres de los datos de entrada de la estimación, como por ejemplo los mencionados datos operativos, sino también la incertidumbre del modelo de estimación que se utiliza para estimar las cargas. De este modo, también al estimar cargas la invención conduce a resultados más precisos, en particular, a un ajuste más preciso de la estrategia de control.
- De acuerdo con otra realización de la invención, se proporcionan cargas simuladas como valores de entrada. De acuerdo con esta realización en la etapa b. las cargas simuladas se proporcionan como valores de entrada junto con las incertidumbres de las cargas simuladas. Las cargas simuladas se derivan de los datos de entrada de simulación alimentados a un modelo de simulación. Las incertidumbres de las cargas simuladas se derivan de las incertidumbres de los datos de entrada de la simulación y de una incertidumbre del modelo de simulación. En la etapa c. la carga agregada se determina en función de las cargas simuladas y en la etapa d. la incertidumbre del valor de la carga agregada se determina en función de la incertidumbre de las cargas simuladas y, por lo tanto, de las incertidumbres de los datos de entrada de la simulación, así como de la incertidumbre del modelo de simulación. La incertidumbre del valor de la carga agregada puede determinarse mediante métodos probabilísticos. De acuerdo con esta realización, el agregado de carga estadística se basa, por lo tanto, en valores simulados y sus incertidumbres. El modelo de simulación puede basarse en simulaciones multicuerpo aeroelásticas, simulaciones analíticas simplificadas o metamodelos. En función de las cargas simuladas, se puede determinar un agregado de carga estadística para el futuro. De este modo, se puede realizar un ajuste de la estrategia de control desde el principio con respecto a las cargas que se espera que actúen sobre el componente de la turbina eólica en el futuro, por ejemplo, en los próximos años. De nuevo, la consideración de las incertidumbres de estas cargas simuladas de acuerdo con la invención conduce a un ajuste más preciso de la estrategia de control.

De acuerdo con una realización, ajustar la estrategia de control puede comprender uno o más de: ajustar el período de operación planificado del al menos un componente de la turbina eólica, ajustar el período de operación planificado de la turbina eólica, ajustar uno o más parámetros de operación del aerogenerador. Los parámetros de operación de la turbina eólica pueden ser, por ejemplo, el ángulo de paso de las palas, una salida de potencia o similar. Como se ha mencionado anteriormente, dependiendo de las cargas que el componente respectivo ya haya recibido o probablemente recibirá, la estrategia de control puede ajustarse cambiando el período de operación planificado de la turbina eólica o ajustando los parámetros operativos.

De acuerdo con una realización, se determinan al menos dos agregados de carga estadísticos de acuerdo con las etapas b. a e., en donde se determina un primer agregado de carga estadística para un período de agregación pasado y se determina un segundo agregado de carga estadística para un período de agregación futuro. En general, pueden determinarse muchos más agregados de carga estadísticos para períodos de agregación adicionales. La determinación de un agregado de carga estadística no solo para el pasado, sino también para el futuro, permite el ajuste de la estrategia de control en función de estos dos agregados de carga estadística. El ajuste en función de al menos dos agregados de carga estadística es más preciso.

De acuerdo con una realización, la probabilidad de fallo del al menos un componente de la turbina eólica se determina en función de un modelo de confiabilidad para el al menos un componente que tiene como entrada el agregado de carga estadística del al menos un componente y una resistencia del al menos un componente. En este caso en particular, se pueden proporcionar al menos dos agregados de carga estadística, como se ha explicado anteriormente. De este modo, el modelo de confiabilidad puede tener como entrada un primer agregado de carga estadística perteneciente a una operación de turbina anterior y un segundo agregado de carga estadística perteneciente a una operación de turbina futura. La resistencia del al menos un componente significa una resistencia a las cargas que actúan sobre dicho componente. La resistencia puede comprender en particular un valor de resistencia y una incertidumbre de dicho valor de resistencia. Por lo tanto, el modelo de confiabilidad puede tener como entrada el valor de la resistencia, así como la incertidumbre del valor de la resistencia. El valor de resistencia del al menos un componente es una medida de la cantidad de carga que el componente respectivo puede soportar antes de romperse o perder su función prevista. En función del modelo de fiabilidad, la estrategia de control se puede ajustar de acuerdo con la etapa f. Es particularmente ventajoso considerar también la incertidumbre del valor de la resistencia en este asunto, ya que esto mejorará aún más la precisión del ajuste.

En una realización respectiva, se determina una probabilidad de fallo de la turbina eólica a partir de la probabilidad de fallo del al menos un componente de la turbina eólica. En particular, la probabilidad de fallo de la turbina eólica se puede determinar en función de una multitud de probabilidades de fallo de una multitud de componentes. Un ajuste de la estrategia de control de acuerdo con la etapa f. de la invención puede basarse entonces en la probabilidad de fallo de la turbina eólica.

En una realización respectiva, la vida útil residual del al menos un componente de la turbina eólica y/o de la turbina eólica se determina en función de la probabilidad de fallo del al menos un componente y/o de la turbina eólica. La vida útil residual respectiva puede ser la base para ajustar la estrategia de control de acuerdo con la etapa f.

La probabilidad de fallo del al menos un componente de la turbina eólica o de la turbina eólica puede, como se ha mencionado, ser la base para el ajuste de la estrategia de control. De acuerdo con una realización, la probabilidad de fallo del al menos un componente o de la turbina eólica puede compararse con una probabilidad de fallo nominal objetivo, en donde la estrategia de control se ajusta si la probabilidad de fallo difiere de la probabilidad de fallo nominal objetivo. El ajuste puede realizarse en particular solo si la probabilidad de fallo difiere de la probabilidad de fallo nominal objetivo en una cantidad predefinida, por ejemplo, en al menos un 10 %. Por ejemplo, si la probabilidad de fallo determinada es menor o igual que la probabilidad de fallo nominal objetivo, no es necesaria la adaptación de una operación futura de la turbina y, por lo tanto, no es necesario ajustar la estrategia de control. Si, por otro lado, la probabilidad de fallo determinada es mayor que la probabilidad de fallo nominal objetivo, la turbina eólica o al menos un componente puede fallar demasiado pronto. En este caso se realiza la adaptación de la futura operación de la turbina ajustando la estrategia de control. Asimismo, el tiempo de vida residual puede determinarse en función de la comparación de la probabilidad de fallo con la probabilidad de fallo nominal objetivo.

De acuerdo con una realización, al menos un factor de seguridad se ajusta en función de un modelo de adaptación que tiene como entrada la carga estadística agregada y un factor de seguridad parcial, el factor de seguridad (parcial) relativo a la carga de fatiga del al menos un componente de la turbina eólica. Los factores de seguridad en general se refieren a la carga de fatiga de un componente como bien sabe el experto en la materia. Estos factores de seguridad se utilizan para calcular una carga de fatiga del componente mediante métodos generalmente conocidos. El factor de seguridad parcial puede basarse en la incertidumbre del agregado de carga. El ajuste de la estrategia de control de acuerdo con la etapa f. se puede hacer en función del factor de seguridad ajustado. En particular, en este caso, el ajuste puede basarse en al menos dos agregados de carga estadística. De este modo, el modelo de adaptación puede tener como entradas dos agregados de carga estadística que pueden ser, como se ha explicado anteriormente, un primer agregado de carga estadística perteneciente a una operación anterior de turbina eólica y un segundo agregado de carga estadística perteneciente a una operación futura de turbina eólica.

De acuerdo con una realización adicional, se puede determinar al menos una carga de fatiga en función del al menos un factor de seguridad ajustado y el agregado de carga estadística. En esta realización, la al menos una carga de fatiga puede ser la base para ajustar la estrategia de control de acuerdo con la etapa f. En particular, de acuerdo con una realización, la al menos una carga de fatiga puede compararse con una carga de diseño, en donde la estrategia de control se ajusta si al menos una carga de fatiga determinada difiere de la carga de diseño. En particular, solo se puede realizar un ajuste si la carga de fatiga determinada de la carga de diseño en una cantidad específica, por ejemplo, en al menos un 10 %. Si la carga de fatiga determinada, por ejemplo, es mayor que la carga de diseño, la futura operación de la turbina puede adaptarse ajustando la estrategia de control. De esta forma, la carga de fatiga puede reducirse hasta la carga de diseño para que la turbina eólica pueda funcionar durante el período predeterminado. Si la carga de fatiga, por otro lado, es menor que la carga de diseño, la estrategia de control puede ajustarse de modo que se tome más energía del viento a través de la turbina eólica a costa de una carga de fatiga creciente.

De acuerdo con una realización respectiva, una vida útil residual del al menos un componente de la turbina eólica y/o de la turbina eólica en función del al menos un factor de seguridad ajustado. La estrategia de control se puede ajustar de acuerdo con la etapa f. en función de dicha vida útil residual. En particular, la vida útil residual puede calcularse en función de la carga de fatiga determinada.

A continuación, se explicarán realizaciones de la invención con respecto a las figuras.

La figura 1 muestra un diagrama de flujo de una primera realización de la invención que comprende un modelo de confiabilidad, y

la figura 2 muestra un diagrama de flujo de una segunda realización de la invención que comprende un ajuste de los factores de seguridad.

En lo sucesivo, los números de referencia idénticos indican elementos idénticos.

En la figura 1 se muestra un diagrama de flujo de un método de para operar una turbina eólica de acuerdo con una primera realización de la invención. En la etapa 100 se capturan o estiman las cargas que actúan sobre un componente de la turbina eólica, de modo que se proporcionen valores medidos o valores estimados para dicha carga. Estos valores medidos o capturados se agregan como valores de entrada en la etapa 102 a un valor de carga agregado. El valor de la carga agregada representa una carga agregada que actúa sobre el componente de la turbina eólica durante un período de agregación, por ejemplo, durante tres años. Al mismo tiempo o sucesivamente, en la etapa 104 se proporcionan incertidumbres de los valores de entrada, es decir, de las cargas capturadas o estimadas. En función de las incertidumbres de los valores de entrada, se determina en la etapa 106 una incertidumbre del valor de carga agregado. La incertidumbre del valor de la carga agregada también se denota como una dispersión de agregado de carga. A partir del valor de carga agregado determinado en la etapa 102 y la incertidumbre de dicho valor de carga agregado determinado en la etapa 106, se determina en la etapa 108 un agregado de carga estadística. El agregado de carga estadística puede entenderse como el valor de carga agregado junto con su incertidumbre o dispersión.

Las cargas medidas para la etapa 100 pueden proporcionarse capturando mediante sensores las cargas que actúan sobre el componente respectivo de la turbina eólica. Dicha medición de carga puede tener lugar continuamente durante la operación de la turbina. La agregación de carga de acuerdo con la etapa 102 puede basarse, p. ej., en un período de agregación de tres años, lo que significa que los valores de carga capturados se agregan durante tres años. La agregación puede comprender sumar las cargas medidas durante el período de agregación. De acuerdo con la invención, también se consideran las incertidumbres de los valores medidos, en donde, en caso de medir las cargas a través de un sensor, las incertidumbres pueden depender de la precisión de la medición del sensor. A partir de las incertidumbres de estas cargas medidas se deriva la incertidumbre del valor de la carga agregada, por ejemplo, a través de medios de propagación de errores. El agregado de carga estadística que comprende el valor de carga agregado y su incertidumbre se basa, por lo tanto, en datos de carga medidos en el pasado, en particular, en los últimos tres años. En función de estos datos, es decir, en función del agregado de carga estadística, se puede ajustar la estrategia de control según la cual se opera la turbina eólica. Por ejemplo, dependiendo de la cantidad de carga que el componente respectivo ya haya recibido durante el período de agregación de, p. ej., tres años, la carga que recibirá el componente respectivo en el futuro puede ajustarse ajustando la estrategia de control. Si el componente ya ha experimentado una carga superior a la prevista al ubicar el parque eólico y diseñar la turbina eólica, la operación futura de la turbina puede ajustarse de modo que no se exceda la carga agregada máxima que el componente puede soportar durante la vida útil prevista de, p. ej., 20 años. La estrategia de control puede ajustarse, p. ej., en el sentido de que la turbina eólica se opera con una potencia de salida más baja. Por lo tanto, dicho agregado de carga estadística se basa en la operación anterior de la turbina.

También es posible determinar un agregado de carga estadística según la invención a partir de cargas estimadas. En este caso, por ejemplo, en la etapa 100, las cargas se pueden estimar y usar como valores de entrada para la agregación de carga de la etapa 102. Las cargas pueden estimarse sobre la base de la entrada de datos de estimación en un modelo de estimación. Los datos de estimación pueden ser datos operativos de la turbina eólica durante un período específico o datos operativos de otra turbina eólica, por ejemplo, una turbina eólica prototipo o una turbina

eólica para pruebas. Por lo tanto, las incertidumbres de las cargas estimadas comprenden las incertidumbres de los datos de entrada de la estimación, así como la incertidumbre del modelo de estimación utilizado para derivar las cargas estimadas a partir de los datos de entrada de la estimación. La incertidumbre o dispersión del valor de la carga agregada en la etapa 106 se basa en las incertidumbres de las cargas estimadas y puede derivarse, por ejemplo, a través de la propagación de errores. El agregado de carga estadística resultante se basa, por lo tanto, en las cargas estimadas, así como en sus respectivas incertidumbres o dispersión. Una estrategia de control para operar la turbina eólica puede ajustarse en base a dicho agregado de carga estadística.

Asimismo, en una alternativa adicional, los valores de entrada pueden ser cargas simuladas, basándose entonces el agregado de carga estadística en las cargas simuladas y sus respectivas incertidumbres. Las cargas simuladas se pueden derivar de los datos de entrada de simulación y un modelo de simulación, p. ej., a través de simulaciones multicuerpo aeroelásticas, simulaciones analíticas simplificadas o metamodelos. La incertidumbre o dispersión de los agregados de carga en función de las cargas simuladas puede derivarse mediante métodos probabilísticos. En función de las cargas simuladas, se puede determinar un agregado de carga estadística esperado para el futuro.

Los agregados de carga estadística pueden entenderse, p. ej., como cargas equivalentes de daño a un Wöhler específico o gradiente de curva S/N.

De este modo, a través del método inventivo, se pueden determinar agregados de carga estadísticos pertenecientes a una operación de turbina durante un período de agregación T_i , tanto para la operación anterior de la turbina como para la operación futura de la turbina, véanse las señales de referencia 110 y 112. El agregado de carga estadística 110 correspondiente a la operación pasada de la turbina se basa en un período de agregación T_1 en el pasado, en donde el agregado de carga estadística 112 para la futura operación de la turbina se basa en un período de agregación T_n en el futuro.

En la realización que se muestra en la figura 1, los dos agregados de carga estadística 110 y 112 se introducen en un modelo de confiabilidad 114, que recibe como entrada adicional 116 una resistencia del respectivo componente o material. La resistencia del componente significa una resistencia contra las cargas que actúan sobre este componente. La resistencia puede comprender en particular un valor de resistencia y una incertidumbre de dicho valor de resistencia. A través del modelo de confiabilidad se determina una probabilidad de fallo del componente respectivo. En función de esta probabilidad de fallo del componente, se puede derivar una probabilidad de fallo de la turbina eólica. Esta probabilidad de fallo p se compara en la etapa 120 con una entrada de probabilidad de fallo nominal objetivo p_{objetivo} en el signo de referencia 118, en donde la estrategia de control se ajusta si la probabilidad de fallo p difiere de la probabilidad de fallo nominal objetivo p_{objetivo} por una cantidad predefinida. Si la probabilidad de fallo determinada del componente o turbina es mayor que la probabilidad de fallo nominal objetivo, $p > p_{\text{objetivo}}$, la operación futura de la turbina se adapta como se indica en el signo de referencia 122, lo que significa que se ajusta la estrategia de control según la cual se opera la turbina eólica. Dicho ajuste puede conducir a un agregado de carga estadística adaptado para el futuro. Si la probabilidad de fallo determinada p es menor o igual a la probabilidad de fallo nominal objetivo p_{objetivo} , se considera que la operación futura de la turbina es correcta, etapa 124, por lo que no es necesario ningún ajuste de la estrategia de control.

En la realización de la figura 2, los agregados de carga estadística se determinan de la misma manera que en la primera realización que se muestra en la figura 1. Los agregados de carga estadística 110, 112 contrastan con la primera realización, sin embargo, no se utiliza como entrada para el modelo de confiabilidad, sino como entrada para una adaptación de los factores de seguridad, etapa 214. Como entrada adicional, el modelo de adaptación en 214 recibe un factor de seguridad parcial que se basa en la incertidumbre de las cargas, véase la señal de referencia 216. En función de los agregados de carga estadísticos y el factor de seguridad parcial, se ajusta el factor de seguridad y se calcula una carga de fatiga en función del factor de seguridad ajustado. Esto se hace para cada uno de los agregados de carga estadísticos que dan como resultado múltiples factores de seguridad ajustados. Para cada t_i un factor de seguridad ajustado $L'(T_i)$ puede derivarse mediante la siguiente ecuación:

$$L'(T_i) = E(L(T_i)) * \gamma_f \text{COV}(L(T_i), X)$$

en donde $E(L(T_i))$ es un valor esperado del agregado de carga estadística $L(T_i)$, $\text{COV}(L(T_i), X)$ es el coeficiente de variación de la carga estadística agregada $L(T_i)$ para el componente X y γ_f es un factor de ponderación.

En la etapa 220, la suma de estas cargas de fatiga determinadas se compara con una carga de diseño L_D entrada en el signo de referencia 218. Si la suma de las cargas de fatiga es menor que la carga de diseño L_D , no es necesaria una adaptación de la operación futura de la turbina, eso es un ajuste de la estrategia de control, etapa 124. Si la suma de las cargas de fatiga es mayor que la carga de diseño L_D , la operación futura de la turbina debe adaptarse, esa es la estrategia de control ajustada, como se puede ver en la señal de referencia 122.

De acuerdo con la invención, la futura operación de una turbina eólica se adapta no solo en función de determinadas cargas, sino también de la incertidumbre de estas cargas. Como se dieron cuenta los inventores, esto puede permitir una predicción más precisa de las cargas futuras y, por lo tanto, un ajuste más razonable y preciso de la estrategia de control para operar la turbina eólica. De este modo, por medio de un cálculo iterativo en función de un modelo de

confiabilidad, se puede lograr una operación planificada optimizada o un ajuste de la vida útil de la turbina eólica mientras se maximiza el rendimiento y se utiliza una resistencia objetivo máxima. Asimismo, mediante la comparación iterativa de las cargas con las cargas de diseño, se puede optimizar la futura operación de la turbina eólica, en particular, el rendimiento de la turbina eólica puede maximizarse mientras se utilizan las cargas de diseño.

REIVINDICACIONES

1. Un método para operar una turbina eólica, que comprende:
 - 5 a. operar la turbina eólica durante un período de operación de conformidad con una estrategia de control,
 - b. proporcionar uno o más valores de entrada que representan una carga que actúa sobre al menos un componente de la turbina eólica y que proporciona incertidumbres de los valores de entrada,
 - c. determinar, en función de los valores de entrada, un valor de carga agregado que representa una carga agregada que actúa sobre el al menos un componente de la turbina eólica durante un período de agregación,
 - 10 d. determinar, en función de las incertidumbres de los valores de entrada, una incertidumbre del valor de carga agregado,
 - e. determinar un agregado de carga estadística a partir del valor de carga agregado y la incertidumbre del valor de carga agregado,
 - f. ajustar la estrategia de control en función del agregado de carga estadística.
- 15 2. El método según la reivindicación 1, caracterizado por que en la etapa b. las cargas medidas se proporcionan como valores de entrada y por que en la etapa b. se proporcionan las incertidumbres de las cargas medidas.
- 20 3. El método según la reivindicación 1, caracterizado por que en la etapa b. las cargas estimadas derivadas de un modelo de estimación se proporcionan como valores de entrada, y por que en la etapa b. se proporcionan incertidumbres de las cargas estimadas que comprenden incertidumbres de los datos de entrada de la estimación y una incertidumbre del modelo de estimación, en donde en la etapa c. el valor de la carga agregada se determina en función de las cargas estimadas, y en donde en la etapa d. la incertidumbre del valor de la carga agregada se determina en función de las incertidumbres de las cargas estimadas.
- 25 4. El método según la reivindicación 1, caracterizado por que en la etapa b. las cargas simuladas derivadas de un modelo de simulación se proporcionan como valores de entrada, y por que en la etapa b. se proporcionan incertidumbres de las cargas simuladas que comprenden incertidumbres de los datos de entrada de la simulación y una incertidumbre del modelo de simulación, en donde en la etapa c. el valor de la carga agregada se determina en función de las cargas simuladas, y en donde en la etapa d. la incertidumbre del valor de la carga agregada se determina en función de las incertidumbres de las cargas simuladas.
- 30 5. El método según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la estrategia de control que se está ajustando comprende uno o más de: ajustar el período de operación planificado del al menos un componente de la turbina eólica, ajustar el período de operación planificado de la turbina eólica, ajustar uno o más parámetros de operación del aerogenerador.
- 35 6. El método según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por determinar al menos dos agregados de carga estadísticos de acuerdo con las etapas b. a e., en donde se determina un primer agregado de carga estadística para un período de agregación pasado y se determina un segundo agregado de carga estadística para un período de agregación futuro.
- 40 7. El método según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por determinar una probabilidad de fallo del al menos un componente de la turbina eólica en función de un modelo de confiabilidad para el componente de la turbina eólica que tiene como entrada el agregado de carga estadística del al menos un componente de la turbina eólica y una resistencia del al menos un componente de la turbina eólica.
- 45 8. El método según la reivindicación 7, caracterizado por determinar una probabilidad de fallo de la turbina eólica en función de las probabilidades de fallo determinadas de uno o más del al menos un componente de la turbina eólica.
- 50 9. El método según la reivindicación 7 u 8, caracterizado por determinar una vida útil residual del al menos un componente de la turbina eólica en función de la probabilidad de fallo del al menos un componente de la turbina eólica y/o de la turbina eólica en función de la probabilidad de fallo de la turbina eólica.
- 55 10. El método según una de las reivindicaciones 7 a 9, caracterizado por comparar la probabilidad de fallo con una probabilidad de fallo nominal objetivo, en donde la estrategia de control se ajusta si la probabilidad de fallo difiere de la probabilidad de fallo nominal objetivo.
- 60 11. El método según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por el ajuste de al menos un factor de seguridad en función de un modelo de adaptación que tiene como entrada la carga estadística agregada y un factor de seguridad parcial, el factor de seguridad relativo a la carga de fatiga del al menos un componente de la turbina eólica.
- 65 12. El método según la reivindicación 11, caracterizado por determinar al menos una carga de fatiga en función del al menos un factor de seguridad ajustado y la carga estadística agregada.

13. El método según la reivindicación 11 o 12, caracterizado por determinar una vida útil residual del al menos un componente de la turbina eólica y/o de la turbina eólica en función del al menos un factor de seguridad ajustado.

5 14. El método según la reivindicación 13, caracterizado por comparar al menos una carga de fatiga con una carga de diseño, en donde la estrategia de control se ajusta si al menos una carga de fatiga difiere de la carga de diseño.

15. Una turbina eólica, comprendiendo la turbina eólica un controlador de turbina eólica, o un parque eólico, comprendiendo el parque eólico un controlador de parque eólico y al menos una turbina eólica, en donde el controlador de la turbina eólica y/o el controlador del parque eólico están adaptados para:

- 10
- a. operar la turbina eólica durante un período de operación de conformidad con una estrategia de control,
 - b. proporcionar uno o más valores de entrada que representan una carga que actúa sobre al menos un componente de la turbina eólica y que proporciona incertidumbres de los valores de entrada,
 - 15 c. determinar, en función de los valores de entrada, un valor de carga agregado que representa una carga agregada que actúa sobre el al menos un componente de la turbina eólica durante un período de agregación,
 - d. determinar, en función de las incertidumbres de los valores de entrada, una incertidumbre del valor de carga agregado,
 - e. determinar un agregado de carga estadística a partir del valor de carga agregado y la incertidumbre del valor de carga agregado,
 - 20 f. ajustar la estrategia de control en función del agregado de carga estadística.

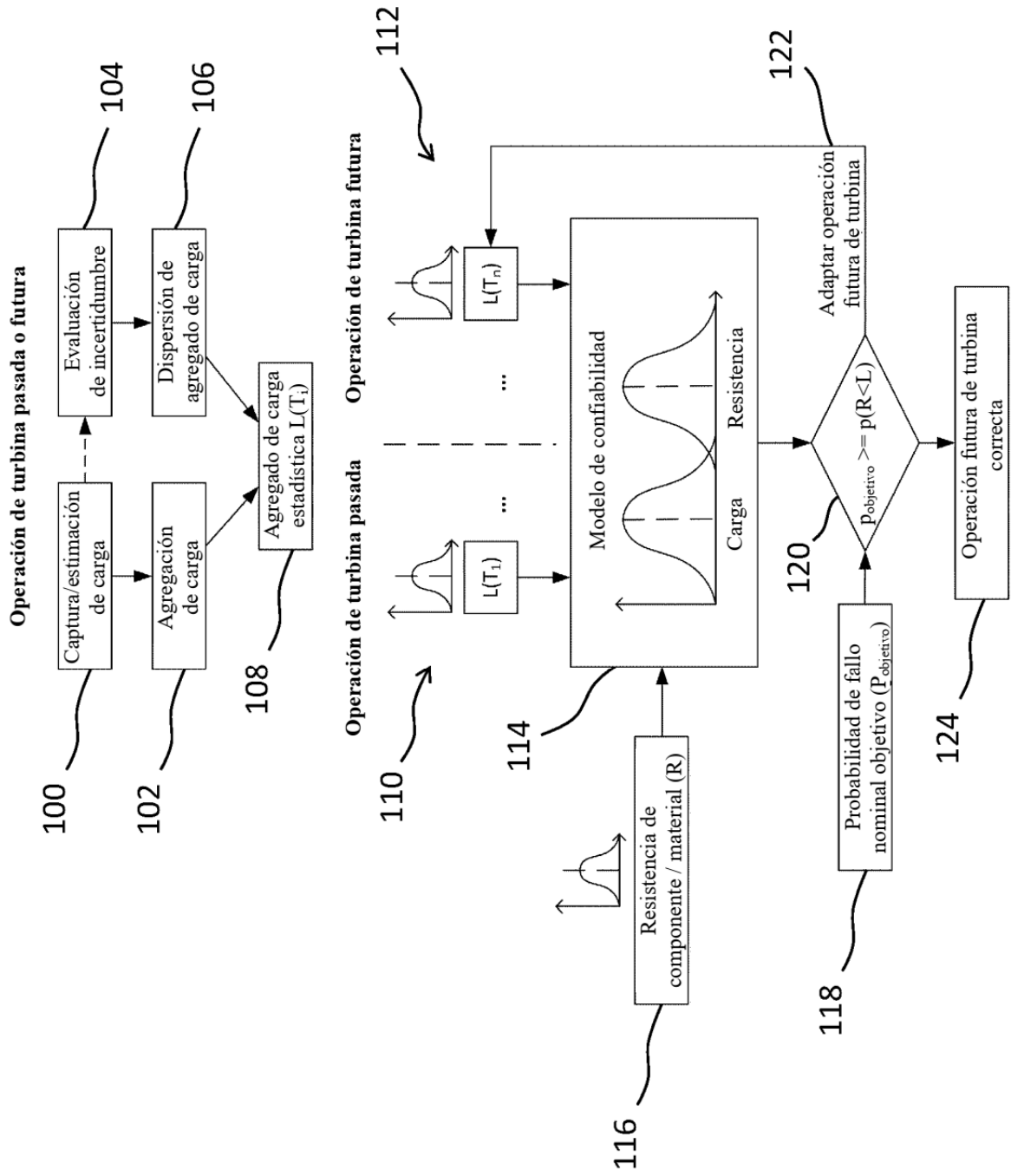


Fig. 1

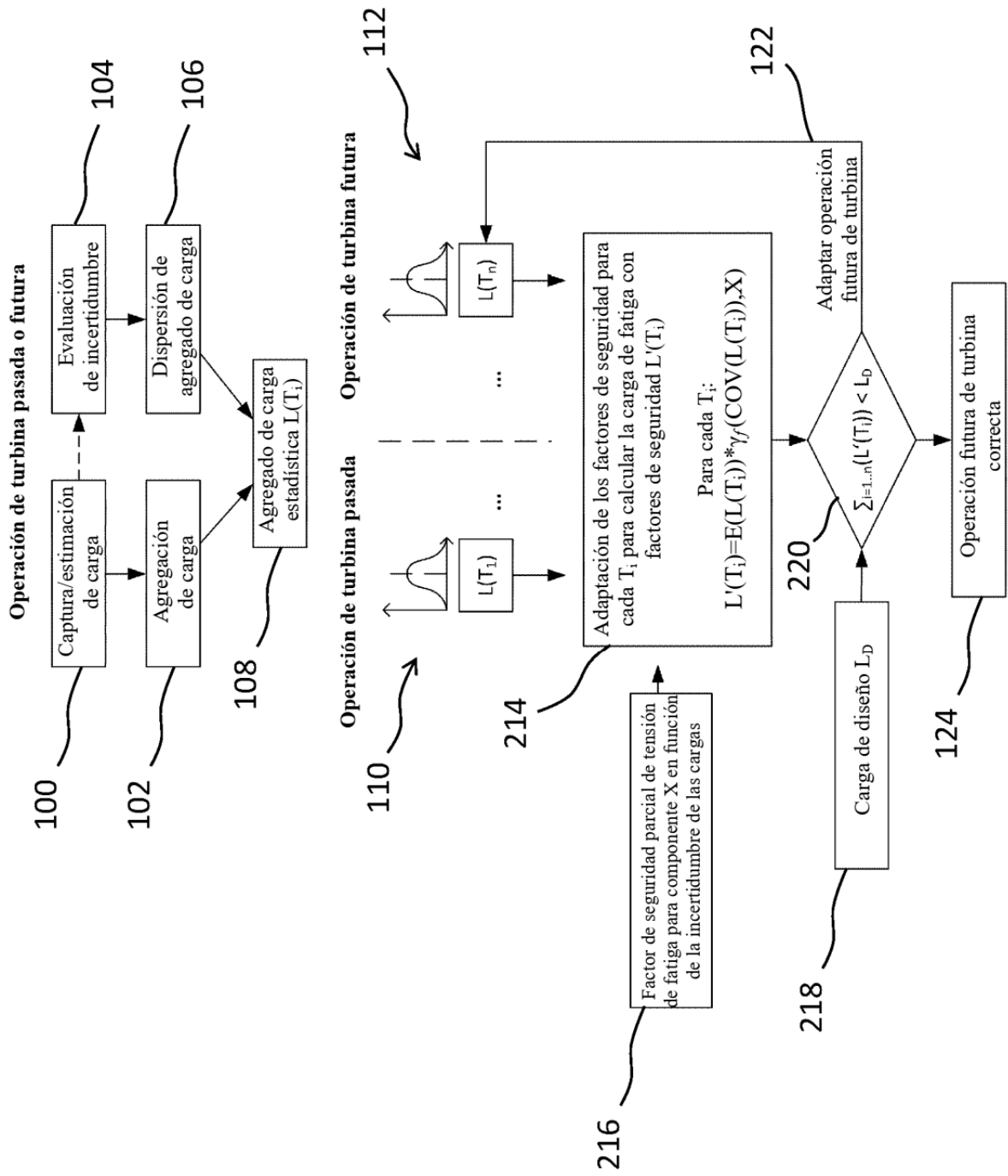


Fig. 2