

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 822 095**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 80/50 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **22.06.2016 PCT/DK2016/050208**

87 Fecha y número de publicación internacional: **05.01.2017 WO17000952**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **22.06.2016 E 16734173 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.09.2020 EP 3317524**

54 Título: **Métodos y sistemas para generar programas de control de turbinas eólicas**

30 Prioridad:

30.06.2015 US 201562186880 P
21.08.2015 DK 201570540

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
29.04.2021

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

SPRUCE, CHRIS;
BYREDDY, CHAKRADHAR;
TURNER, JUDITH y
HALES, KELVIN

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 822 095 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

Métodos y sistemas para generar programas de control de turbinas eólicas

- 5 Las realizaciones de la presente invención se refieren a métodos y sistemas para determinar un programa de control para la salida de potencia de la turbina eólica.

La figura 1A ilustra una gran turbina eólica 1 convencional, como se conoce en la técnica, que comprende una torre 10 y una góndola de turbina eólica 20 posicionada en la parte superior de la torre 10. El rotor de la turbina eólica 30 comprende tres palas de turbina eólica 32 cada una con una longitud L. El rotor de la turbina eólica 30 podría comprender otro número de palas 32, tales como una, dos, cuatro, cinco o más. Las palas 32 están montadas en un cubo 34 que se sitúa a una altura H por encima de la base de la torre. El cubo 34 está conectado a la góndola 20 a través de un árbol de baja velocidad (no mostrado) que se extiende desde la parte delantera de la góndola 20. El árbol de baja velocidad acciona una caja de engranajes (no mostrada) que aumenta la velocidad de rotación y, a su vez, acciona un generador eléctrico dentro de la góndola 20 para convertir la energía extraída del viento por las palas giratorias 32 en salida de potencia eléctrica. Las palas de la turbina eólica 32 definen un área de barrido A, que es el área de un círculo delimitado por las palas giratorias 32. El área de barrido dicta cuánto de una masa de aire dada es interceptada por la turbina eólica 1 y, por lo tanto, influye en la salida de potencia de la turbina eólica 1 y las fuerzas y los momentos de flexión experimentados por los componentes de la turbina 1 durante el funcionamiento. La turbina puede estar en tierra, como se ilustra, o en alta mar. En este último caso, la torre se conectará a un monopilote, trípode, celosía u otra estructura de cimentación, y la cimentación podría ser ya sea fija o flotante.

Cada turbina eólica tiene un controlador de turbina eólica, que puede situarse en la base de la torre o en la parte superior de la torre, por ejemplo. El controlador de la turbina eólica procesa las entradas de los sensores y otros sistemas de control y genera señales de salida para accionadores tales como accionadores de paso, controlador de par del generador, contactores del generador, interruptores para activar los frenos del árbol, motores de guiñada, etc.

La figura 1B muestra, esquemáticamente, un ejemplo de una planta de potencia eólica 100 convencional que comprende una pluralidad de turbinas eólicas 110, comunicándose el controlador de cada una de las cuales con un controlador de planta de potencia (PPC) 130. El PPC 130 puede comunicarse bidireccionalmente con cada turbina. Las turbinas emiten energía a un punto de conexión a la red 140 como se ilustra en la línea gruesa 150. En funcionamiento, y suponiendo que las condiciones del viento lo permitan, cada una de las turbinas eólicas 110 emitirá la máxima potencia activa hasta su potencia de diseño según lo especificado por el fabricante.

La figura 2 ilustra una curva de potencia 55 convencional de una turbina eólica que representa la velocidad del viento en el eje x contra la salida de potencia en el eje y. La curva 55 es la curva de potencia normal para la turbina eólica y define la salida de potencia del generador de turbina eólica en función de la velocidad del viento. Como es bien conocido en la técnica, la turbina eólica comienza a generar potencia a una velocidad del viento de corte V_{min} . La turbina entonces funciona bajo condiciones de carga de parte (también conocida como carga parcial) hasta que se alcanza la velocidad de diseño del viento en el punto V_R . A la velocidad de diseño del viento, se alcanza la potencia de diseño (o nominal) del generador y la turbina funciona a plena carga. La velocidad del viento de corte en una turbina eólica típica puede ser de 3 m/s y la velocidad del viento de diseño puede ser de 12 m/s, por ejemplo. El punto V_{max} es la velocidad del viento de corte, que es la velocidad de viento más alta a la que puede funcionar la turbina eólica mientras suministra potencia. A velocidades del viento iguales y superiores a la velocidad del viento de corte, la turbina eólica se apaga por razones de seguridad, en particular para reducir las cargas que actúan sobre la turbina eólica. Alternativamente, la salida de potencia puede reducirse en función de la velocidad del viento a potencia cero.

La potencia de diseño de una turbina eólica se define en IEC 61400 como la salida de potencia eléctrica continua máxima que una turbina eólica está diseñada para lograr en condiciones normales de funcionamiento y externas. Las grandes turbinas eólicas comerciales están, generalmente, diseñadas para una vida útil de 20 a 25 años y están diseñadas para funcionar a la potencia de diseño de modo que no se excedan las cargas de diseño y la vida útil de los componentes.

Las tasas de acumulación de daños por fatiga de componentes individuales en turbinas eólicas varían sustancialmente bajo diferentes condiciones de funcionamiento. La tasa de desgaste, o acumulación de daños, tiende a aumentar a medida que aumenta la potencia generada. Las condiciones del viento también afectan la tasa de acumulación de daños. Para algunos componentes mecánicos, el funcionamiento en turbulencias muy altas causa una tasa de acumulación de daño por fatiga que es muchas veces mayor que en turbulencias normales. Para algunos componentes eléctricos, el funcionamiento a temperaturas muy altas, que pueden ser causadas por altas temperaturas ambientales, provoca una tasa de acumulación de daños por fatiga, tal como la tasa de ruptura del aislamiento, que es muchas veces mayor que en temperaturas normales. Como ejemplo, una regla general para los devanados del generador es que una disminución de 10 °C en la temperatura del devanado aumenta la vida útil en un 100 %.

La producción anual de energía (AEP) de una planta de potencia eólica se relaciona con la productividad de las turbinas eólicas que forman la planta de potencia eólica y, por lo general, depende de las velocidades anuales del viento en la ubicación de la planta de potencia eólica. Cuanto mayor sea la AEP para una planta de potencia eólica

dada, mayor será la ganancia para el operario de la planta de potencia eólica y mayor será la cantidad de energía eléctrica suministrada a la red.

5 Por lo tanto, los fabricantes de turbinas eólicas y los operarios de plantas de energía eólica intentan constantemente aumentar la AEP para una planta de potencia eólica dada, véase por ejemplo los documentos EP 2 557 311 A1 y US 2014/0288855 A1.

10 Uno de tales métodos puede ser sobrevalorar las turbinas eólicas bajo ciertas condiciones, en otras palabras, permitir que las turbinas eólicas funcionen hasta un nivel de potencia que esté por encima del nivel de potencia de diseño o de placa de identificación de las turbinas eólicas durante un período de tiempo, como lo indica el área sombreada 58 de la figura 2, para generar más energía eléctrica cuando los vientos son altos y, en consecuencia, aumentan la AEP de una planta de potencia eólica. En particular, se entiende que el término "sobrevaloración" significa producir más de la potencia activa de diseño durante el funcionamiento a plena carga mediante el control de parámetros de la turbina tal como la velocidad del rotor, el par o la corriente del generador. Un aumento en la demanda de velocidad, demanda de par y/o demanda de corriente del generador aumenta la potencia adicional producida por sobrevaloración, mientras que una disminución en la demanda de velocidad, par y/o corriente del generador disminuye la potencia adicional producida por sobrevaloración. Como se entenderá, la sobrevaloración se aplica a la potencia activa y no a la potencia reactiva. Cuando la turbina está sobrevalorada, la turbina funciona más agresivamente de lo normal, y el generador tiene una salida de potencia que es más alta que la potencia de diseño para una velocidad de viento dada. El nivel de potencia de sobrevaloración puede ser hasta un 30 % superior a la salida de potencia de diseño, por ejemplo. Esto permite una mayor extracción de potencia cuando esto es ventajoso para el operario, particularmente cuando las condiciones externas tales como la velocidad del viento, la turbulencia y los precios de la electricidad permitirían una generación de potencia más rentable.

25 La sobrevaloración provoca un mayor desgaste o fatiga en los componentes de la turbina eólica, lo que puede provocar la falla temprana de uno o más componentes y requerir el apagado de la turbina para el mantenimiento. Como tal, la sobrevaloración se caracteriza por un comportamiento transitorio. Cuando una turbina está sobrevalorada, puede durar unos pocos segundos o durante un período prolongado de tiempo si las condiciones del viento y la fatiga de los componentes son favorables a una sobrevaloración.

30 Si bien la sobrevaloración permite a los operarios de turbinas aumentar la AEP y modificar la generación de potencia para satisfacer sus requisitos, existen varios problemas y desventajas asociadas con la sobrevaloración de las turbinas eólicas. Las turbinas eólicas están, generalmente, diseñadas para funcionar a un nivel de potencia de diseño nominal o nivel de potencia de placa de identificación dado y para funcionar durante un número certificado de años, por ejemplo 35 20 años o 25 años. Por lo tanto, si la turbina eólica está sobrevalorada, entonces la vida útil de la turbina eólica puede reducirse.

La presente invención busca proporcionar flexibilidad al operario de la turbina para funcionar sus turbinas de una manera que se adapte a sus requisitos, por ejemplo devolviendo una AEP optimizada.

40 Sumario de la invención

La invención se define en las reivindicaciones independientes a las que se dirige ahora la referencia. Las características preferentes se exponen en las reivindicaciones dependientes.

45 Las realizaciones de la invención buscan mejorar la flexibilidad disponible para el operario de la turbina cuando se emplean métodos de control que compensan la captura de energía y las cargas de fatiga. Un ejemplo de tal método de control es el uso de sobrevaloración.

50 Según un primer aspecto de la invención, se proporciona un método para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el método:

55 recibir una entrada indicativa de una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo;
determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina eólica o uno o más componentes de la turbina, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o los datos operativos;
variar un parámetro de un programa de control inicial predefinido que especifica el modo en que el nivel de potencia máxima de la turbina varía con el tiempo mediante:

- 60 i) el ajuste del parámetro del programa de control inicial predefinido;
ii) la estimación de la vida útil futura de la fatiga consumida por la turbina eólica o uno o más componentes de la turbina, durante la duración del programa de control variado, basándose en el programa de control variado; y
65 iii) la repetición de las etapas (i) y (ii) hasta que la vida útil futura estimada de la fatiga consumida por la turbina eólica o cada uno de los componentes de la turbina sea suficiente para alcanzar la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo.

- El parámetro puede variar hasta que la vida útil futura estimada de la fatiga consumida para el componente más cargado sea suficiente para permitir que se alcance la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo, o en otras palabras, tal que la vida útil total de fatiga consumida sea sustancialmente la misma que la vida útil mínima de la turbina eólica.
- 5 Esto se puede lograr basándose en un margen predeterminado de la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo (por ejemplo, dentro de 0 a 1, 0 a 3, 0 a 6 o 0 a 12 meses del objetivo, por ejemplo).
- Opcionalmente, la etapa (iii) requiere además maximizar la captura de energía durante la vida útil de la turbina.
- 10 Opcionalmente, el programa de control indica la cantidad de potencia por la cual la turbina eólica puede ser sobrevalorada por encima de su potencia de diseño.
- Opcionalmente, el método comprende además recibir, para cada uno de uno o más de los componentes de la turbina, una entrada indicativa de un número máximo de reemplazos permitidos para ese componente de la turbina. La etapa (i) puede incluir además el ajuste, para uno o más de los componentes de la turbina, el número de veces que ese componente puede reemplazarse durante la vida útil restante de la turbina. La etapa (i) también puede incluir además el ajuste, para uno o más de los componentes de la turbina, cuando el componente puede reemplazarse durante la vida útil restante de la turbina. El uno o más componentes de la turbina pueden incluir uno o más de los siguientes: las palas, cojinete de paso, sistema de accionamiento de paso, cubo, árbol principal, cojinete principal, caja de engranajes, generador, convertidor, accionamiento de guiñada, cojinete de guiñada o transformador.
- 15 20 Opcionalmente, el programa de control inicial predefinido especifica la variación relativa del nivel de potencia máxima de la turbina a lo largo del tiempo.
- 25 Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o el uno o más componentes de la turbina comprende aplicar datos de sensor de uno o más sensores de turbina a uno o más algoritmos de estimación de uso de vida útil.
- Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina comprende el uso de datos de un sistema de monitorización de condición.
- 30 Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina comprende el uso de datos obtenidos de sensores de la planta de potencia eólica en combinación con un programa de verificación de sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los datos obtenidos a partir de sensores y parámetros de la planta de potencia eólica relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica. Los datos del sensor pueden incluir datos del sensor recopilados antes de la puesta en marcha y/o construcción de la turbina eólica o la planta de potencia eólica.
- 35 Opcionalmente, ajustar el parámetro comprende aplicar un desplazamiento, amplificación, desamplificación o factor de ganancia al programa de control. El parámetro se ajusta hasta que se consuma toda, o sustancialmente toda, la vida de fatiga del componente más cargado durante la duración del programa. La compensación se puede ajustar igualando las áreas de la curva arriba y debajo de una línea que muestra el daño por fatiga en el que se ha incurrido la turbina individual que funciona con un nivel de potencia máxima establecido en la capacidad específica del sitio para la vida útil deseada. La compensación se puede ajustar hasta que el daño por fatiga incurre con el tiempo debido al funcionamiento de la turbina según el programa de control sea igual al daño por fatiga en el tiempo debido al funcionamiento de la turbina según un nivel de potencia máxima constante establecido en el nivel de potencia máxima de la turbina individual para la vida útil mínima objetivo.
- 40 45 Opcionalmente, el programa de control inicial predefinido especifica un gradiente de la variación del nivel de potencia máxima a lo largo del tiempo. El ajuste del parámetro puede comprender entonces ajustar el gradiente.
- Opcionalmente, el programa de control es indicativo de la cantidad de daño por fatiga en el que se debe incurrir con el tiempo, comprendiendo el método además funcionar la turbina eólica, basándose en uno o más LUE, para incurrir en daño por fatiga a la tasa indicada por el programa de control.
- 50 55 Opcionalmente, el método comprende además proporcionar el programa de control determinado a un controlador de turbina eólica para controlar la salida de potencia de una turbina eólica.
- 60 El método puede realizarse solo una vez, o de forma irregular, según se desee. Alternativamente, el método puede repetirse periódicamente. En particular, el método puede repetirse diariamente, mensualmente o anualmente.
- Se puede proporcionar un controlador correspondiente para una turbina eólica o una planta de potencia eólica configurada para realizar los métodos descritos en el presente documento.
- 65 Aún según el primer aspecto, se proporciona un método para generar un programa de control para una planta de

potencia eólica que comprende dos o más turbinas eólicas, indicando el programa de control, para cada turbina eólica, el modo en que varía el nivel de potencia máxima con el tiempo, comprendiendo el método:

5 recibir una entrada indicativa de una vida útil objetivo mínima deseada para cada turbina;
determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de cada una de las turbinas eólicas o uno o más componentes de la turbina eólica, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
variar un parámetro de un programa de control inicial predefinido que especifica el modo en que el nivel de potencia máxima de la planta de potencia varía con el tiempo mediante:

- 10 i) el ajuste del parámetro del programa de control inicial predefinido;
ii) la estimación de la vida útil futura de la fatiga consumida por las turbinas eólicas o el uno o más componentes de la turbina, a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en el programa de control variado, utilizando un programa de verificación del sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los datos obtenido de los sensores y parámetros de la planta de potencia eólica relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica e incluye interacciones entre las turbinas de la planta de potencia eólica; y
15 iii) la repetición de las etapas (i) y (ii) hasta que la vida útil futura estimada de la fatiga consumida por las turbinas eólicas o cada uno del uno o más componentes de la turbina sea suficiente para permitir que se alcance la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo.

20 Opcionalmente, los datos del sensor incluyen datos del sensor recopilados antes de la puesta en marcha y/o construcción de la turbina eólica o la planta de potencia eólica.

Opcionalmente, la etapa (iii) está restringida adicionalmente de tal manera que para cualquier período de tiempo dado dentro del programa, cuando la potencia de todas las turbinas se suma conjuntamente, no exceda la cantidad de potencia que se puede transportar en la conexión desde la planta de potencia a la red.

25 Según un segundo aspecto de la invención, se proporciona un método para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el método:

30 recibir una entrada indicativa del número máximo de veces que cada uno de uno o más componentes de la turbina se reemplazará durante la vida útil restante de la turbina;
determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina, o uno o más de los componentes de la turbina, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
35 variar un parámetro de un programa de control inicial predefinido que especifica el modo en que el nivel de potencia máxima de la turbina varía con el tiempo mediante:

- 40 iv) el ajuste del parámetro del programa de control inicial predefinido;
v) la estimación de la vida útil futura de la fatiga consumida por la turbina eólica, o uno o más componentes de la turbina, a lo largo de la duración del programa de control variado, basado en el programa de control variado y teniendo en cuenta los reemplazos de uno o más componentes de la turbina; y
45 vi) la repetición de las etapas (i) y (ii) hasta que la vida útil futura estimada de la fatiga consumida por la turbina eólica o cada uno del uno o más componentes de la turbina sea suficiente para permitir que se alcance la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo.

El parámetro puede variar hasta que la vida útil futura estimada de la fatiga consumida para el componente más cargado sea suficiente para permitir que se alcance la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo, o en otras palabras, tal que la vida útil total de fatiga consumida sea sustancialmente la misma que la vida útil mínima de la turbina eólica. Esto se puede lograr basándose en un margen predeterminado de la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo (por ejemplo, dentro de 0 a 1, 0 a 3, 0 a 6 o 0 a 12 meses del objetivo, por ejemplo).

Opcionalmente, la etapa (iii) requiere además maximizar la captura de energía durante la vida útil de la turbina.

55 Opcionalmente, el programa de control indica la cantidad de potencia por la cual la turbina eólica puede ser sobrevalorada por encima de su potencia de diseño.

Opcionalmente, la etapa (i) incluye además el ajuste, para uno o más de los componentes de la turbina, el número de veces que ese componente puede reemplazarse durante la vida útil restante de la turbina. La etapa (i) puede incluir además el ajuste, para uno o más de los componentes de la turbina, cuando el componente puede reemplazarse durante la vida útil restante de la turbina.

Opcionalmente, la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo es un valor objetivo predeterminado correspondiente a la vida útil del diseño de la turbina.

65 Opcionalmente, el método comprende además recibir una entrada indicativa de una vida útil mínima de la turbina

eólica objetivo definida por el usuario.

Opcionalmente, el programa de control inicial predefinido especifica la variación relativa del nivel de potencia máxima de la turbina a lo largo del tiempo.

5 Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o el uno o más componentes de la turbina comprende aplicar datos de sensor de uno o más sensores de turbina a uno o más algoritmos de estimación de uso de vida útil.

10 Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina comprende el uso de datos de un sistema de monitorización de condición.

15 Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina comprende el uso de datos obtenidos de sensores de la planta de potencia eólica en combinación con un programa de verificación de sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los datos obtenidos a partir de sensores y parámetros de la planta de potencia eólica relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica. Los datos del sensor pueden incluir datos del sensor recopilados antes de la puesta en marcha y/o construcción de la turbina eólica o la planta de potencia eólica.

20 Opcionalmente, ajustar el parámetro comprende aplicar un desplazamiento, amplificación, desamplificación o factor de ganancia al programa de control. El parámetro se ajusta hasta que se consuma toda, o sustancialmente toda, la vida de fatiga del componente más cargado durante la duración del programa. La compensación se puede ajustar igualando las áreas de la curva arriba y debajo de una línea que muestra el daño por fatiga en el que se ha incurrido la turbina individual que funciona con un nivel de potencia máxima establecido en la capacidad específica del sitio para la vida útil deseada. La compensación se puede ajustar hasta que el daño por fatiga incurre con el tiempo debido al funcionamiento de la turbina según el programa de control sea igual al daño por fatiga en el tiempo debido al funcionamiento de la turbina según un nivel de potencia máxima constante establecido en el nivel de potencia máxima de la turbina individual para la vida útil mínima objetivo.

30 Opcionalmente, el programa de control predefinido inicial especifica un gradiente de la variación del nivel de potencia máxima a lo largo del tiempo. Ajustar el parámetro puede comprender ajustar el gradiente.

35 Opcionalmente, el programa de control es indicativo de la cantidad de daño por fatiga en el que se debe incurrir con el tiempo, comprendiendo el método además funcionar la turbina eólica, basándose en uno o más LUE, para incurrir en daño por fatiga a la tasa indicada por el programa de control.

Opcionalmente, el método comprende además proporcionar el programa de control determinado a un controlador de turbina eólica para controlar la salida de potencia de una turbina eólica.

40 Opcionalmente, el uno o más componentes de la turbina incluyen uno o más de los siguientes: palas, cojinete de paso, sistema de accionamiento de paso, cubo, árbol principal, cojinete principal, caja de engranajes, generador, convertidor, accionamiento de guiñada, cojinete de guiñada o transformador.

45 El método puede realizarse solo una vez, o de forma irregular, según se desee. Alternativamente, el método puede repetirse periódicamente. En particular, el método puede repetirse diariamente, mensualmente o anualmente.

50 Se puede proporcionar un controlador correspondiente para una turbina eólica o una planta de potencia eólica configurada para realizar los métodos descritos en el presente documento.

Aún según el segundo aspecto, se proporciona un método para generar un programa de control para una planta de potencia eólica que comprende dos o más turbinas eólicas, indicando el programa de control, para cada turbina eólica, el modo en que varía el nivel de potencia máxima con el tiempo, comprendiendo el método:

55 recibir una entrada indicativa del número máximo de veces que cada uno de uno o más componentes de la turbina, para cada turbina, se reemplazará durante la vida útil restante de la turbina;
determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de cada una de las turbinas eólicas o uno o más componentes de la turbina eólica, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
60 variar un parámetro de un programa de control inicial predefinido que especifica el modo en que el nivel de potencia máxima de la planta de potencia varía con el tiempo mediante:

- iv) el ajuste del parámetro del programa de control inicial predefinido;
- v) la estimación de la vida útil futura de la fatiga consumida por las turbinas eólicas o el uno o más componentes de la turbina, a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en el programa de control variado teniendo en cuenta el reemplazo de uno o más componentes de la turbina usando un programa de verificación de sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes

65

de la turbina basándose en los datos obtenidos de los sensores de la planta de potencia eólica y los parámetros relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica e incluye interacciones entre las turbinas de la planta de potencia eólica; y

- 5 vi) la repetición de las etapas (i) y (ii) hasta que la vida útil futura estimada de la fatiga consumida por la turbina eólica o cada uno del uno o más componentes de la turbina sea suficiente para permitir que se alcance la vida útil mínima de la turbina eólica objetivo.

Opcionalmente, los datos del sensor incluyen datos del sensor recopilados antes de la puesta en marcha y/o construcción de la turbina eólica o la planta de potencia eólica.

10 Opcionalmente, la etapa (iii) está restringida adicionalmente de tal manera que para cualquier período de tiempo dado dentro del programa, cuando la potencia de todas las turbinas se suma conjuntamente, no exceda la cantidad de potencia que se puede transportar en la conexión desde la planta de potencia a la red.

15 Según un tercer aspecto de la invención, se proporciona un método para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el método:

20 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina, o uno o más componentes de la turbina, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
 aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida de fatiga consumida por la turbina o el uno o más componentes de la turbina hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:

25 estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por la turbina o el componente de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado; y
 restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;

30 en el que las restricciones de entrada incluyen un número máximo de reemplazos de componentes permitidos para uno o más componentes de la turbina y la optimización incluye además variar un valor inicial para una vida útil de la turbina eólica para determinar una vida útil de la turbina eólica objetivo.

35 Según un cuarto aspecto de la invención, se proporciona un método para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el método:

40 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina, o uno o más componentes de la turbina, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
 aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida de fatiga consumida por la turbina o el uno o más componentes de la turbina hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:

45 estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por la turbina o el componente de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado; y
 restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;

50 en el que las restricciones de entrada incluyen una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo y la optimización incluye además variar un valor inicial para un número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes, que se va a realizar en el transcurso del programa para determinar un número máximo de reemplazos de componentes.

55 Según un quinto aspecto de la invención, se proporciona un método para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el método:

60 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina, o uno o más componentes de la turbina, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
 aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida de fatiga consumida por la turbina o el uno o más componentes de la turbina hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:

estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por la turbina o el componente de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado; y restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;

5 en el que la optimización incluye además variar un valor inicial para la vida útil de una turbina eólica, y variar un valor inicial para el número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes, que se realizarán en el transcurso del programa para determinar una combinación del número de reemplazos de componentes para uno o más componentes de la turbina y una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo.

10 Las siguientes características opcionales pueden aplicarse al tercer, cuarto o quinto aspectos.

El programa de control puede aplicarse durante toda la vida útil de la turbina.

15 Opcionalmente, el método comprende además optimizar el programa de control variando la temporización y el número de reemplazos de componentes hasta el número máximo.

20 Opcionalmente, el uno o más componentes de la turbina que se pueden reemplazar incluyen uno o más de los siguientes: las palas, cojinete de paso, sistema de accionamiento de paso, cubo, árbol principal, cojinete principal, caja de engranajes, generador, convertidor, accionamiento de guiñada, cojinete de guiñada o transformador.

Opcionalmente, el programa de control inicial especifica la variación relativa en el tiempo del nivel de potencia máxima de la turbina hasta el cual la turbina puede funcionar.

25 Opcionalmente, las restricciones de entrada comprenden además la salida de potencia máxima superior de la turbina permitida por el diseño de la turbina y/o la salida de potencia mínima de la turbina.

30 Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina comprende aplicar datos de sensor de uno o más sensores de turbina a uno o más algoritmos de estimación de uso de vida útil.

Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina comprende el uso de datos de un sistema de monitorización de condición.

35 Opcionalmente, determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina comprende el uso de datos obtenidos de sensores del parque eólico en combinación con un programa de verificación del sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los sensores y parámetros del parque eólico relacionado con el parque eólico y el diseño de la turbina eólica.

40 Opcionalmente, la optimización del programa de control comprende variar el programa de control para minimizar el costo nivelado de energía (LCoE). Se puede usar un modelo LCoE para determinar LCoE, incluyendo el modelo parámetros para uno o más de los siguientes: factor de capacidad, indicativo de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina hubiera funcionado continuamente a la potencia de diseño para ese período; disponibilidad, indicativo del tiempo que la turbina estará disponible para generar electricidad; y la eficiencia del parque, indicativo de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina hubiera funcionado con un viento que no hubiera sido perturbado por las turbinas aguas arriba. El modelo puede incluir además parámetros para uno o más de los siguientes: costos asociados con el reemplazo de uno o más componentes, incluyendo el tiempo de inactividad de la turbina, la mano de obra y el equipo para el reemplazo de componentes, los costos de fabricación o restauración de los componentes de reemplazo, y los costos de transporte de los componentes restaurados o de reemplazo a la planta de potencia; y costos de servicio asociados con el reemplazo de partes de desgaste.

55 Opcionalmente, el programa de control optimizado es un programa de niveles de potencia máxima hasta el cual se puede hacer funcionar la turbina, y puede especificar niveles de potencia máxima por encima de la potencia de diseño de la turbina eólica. Alternativamente, el programa de control puede especificar la cantidad de daño por fatiga en la que se debe incurrir con el tiempo, comprendiendo el método además hacer funcionar la turbina eólica, basándose en uno o más LUE, para incurrir en daño por fatiga a la tasa indicada por el programa de control.

60 El programa de control puede indicar el modo en que el nivel de potencia máxima de la turbina varía durante la vida útil de la turbina.

65 Opcionalmente, el método puede comprender además proporcionar el programa de control optimizado a un controlador de turbina eólica o controlador de planta de potencia eólica para controlar la salida de potencia de una turbina eólica.

Opcionalmente, el método se repite periódicamente. El método puede repetirse diariamente, mensualmente o anualmente.

5 Se puede proporcionar un controlador correspondiente para una turbina eólica o una planta de potencia eólica configurada para realizar los métodos del tercer, cuarto o quinto aspecto descritos en el presente documento.

Según el tercer aspecto, se proporciona un optimizador para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el optimizador:

10 un módulo de optimización configurado para recibir: valores iniciales para un conjunto de variables, que son variables operativas de la turbina eólica e incluyen un programa de control inicial; una o más restricciones; y datos indicativos de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina; en el que el módulo de optimización está configurado para:

15 optimizar el programa de control minimizando o maximizando un parámetro de funcionamiento recibido en el módulo de optimización que depende del conjunto de variables variando una o más de las variables desde su valor inicial según la vida útil de fatiga restante de la turbina o el uno o más componentes de la turbina y la una o más restricciones;

20 y
salir del programa de control optimizado;

25 en el que las restricciones incluyen un número máximo de reemplazos de componentes permitidos para uno o más componentes de la turbina y el módulo de optimización está configurado además para variar un valor inicial para una vida útil de la turbina eólica para determinar una vida útil de la turbina eólica objetivo.

Según el cuarto aspecto, se proporciona un optimizador para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el optimizador:

30 un módulo de optimización configurado para recibir: valores iniciales para un conjunto de variables, que son variables operativas de la turbina eólica e incluyen un programa de control inicial; una o más restricciones; y datos indicativos de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina; en el que el módulo de optimización está configurado para:

35 optimizar el programa de control minimizando o maximizando un parámetro de funcionamiento recibido en el módulo de optimización que depende del conjunto de variables variando una o más de las variables desde su valor inicial según la vida útil de fatiga restante de la turbina o el uno o más componentes de la turbina y la una o más restricciones;

40 y
salir del programa de control optimizado.

45 en el que las restricciones incluyen una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo y el módulo de optimización incluye además variar un valor inicial para un número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes, que se va a realizar en el transcurso del programa para determinar un número máximo de reemplazos de componentes.

Según el quinto aspecto, se proporciona un optimizador para generar un programa de control para una turbina eólica, indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el optimizador:

50 un módulo de optimización configurado para recibir: valores iniciales para un conjunto de variables, que son variables operativas de la turbina eólica e incluyen un programa de control inicial; una o más restricciones; y datos indicativos de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina o uno o más componentes de la turbina; en el que el módulo de optimización está configurado para:

55 optimizar el programa de control minimizando o maximizando un parámetro de funcionamiento recibido en el módulo de optimización que depende del conjunto de variables variando una o más de las variables desde su valor inicial según la vida útil de fatiga restante de la turbina o el uno o más componentes de la turbina y la una o más restricciones;

60 y
salir del programa de control optimizado.

65 en el que el módulo de optimización está configurado además para variar un valor inicial para una vida útil de la turbina eólica, y variar un valor inicial para el número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes, que se realizarán en el transcurso del programa para determinar una combinación del número de

reemplazos de componentes para uno o más componentes de la turbina y una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo.

Las siguientes características opcionales pueden aplicarse a los optimizadores del tercer, cuarto o quinto aspecto.

5 Opcionalmente, el programa de control inicial especifica la variación relativa en el tiempo del nivel de potencia máxima de la turbina hasta el cual la turbina puede funcionar.

10 Opcionalmente, el optimizador comprende además un módulo de inicialización configurado para recibir los valores iniciales para el conjunto de variables y los datos del sensor, estando el módulo de inicialización configurado para calcular un valor inicial para el parámetro de funcionamiento.

15 Opcionalmente, el uno o más componentes de la turbina son uno o más de los siguientes: las palas, cojinete de paso, sistema de accionamiento de paso, cubo, árbol principal, cojinete principal, caja de engranajes, generador, convertidor, accionamiento de guiñada, cojinete de guiñada o transformador.

20 Opcionalmente, el parámetro de funcionamiento es el costo nivelado de energía (LCoE) para la turbina, y optimizar el control programado comprende minimizar el costo nivelado de energía (LCoE). Se puede usar un modelo LCoE para determinar LCoE, incluyendo el modelo parámetros para uno o más de los siguientes: factor de capacidad, indicativo de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina hubiera funcionado continuamente a la potencia de diseño para ese período; disponibilidad, indicativo del tiempo que la turbina estará disponible para generar electricidad; y la eficiencia del parque, indicativo de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina hubiera funcionado con un viento que no hubiera sido completamente perturbado por las turbinas aguas arriba. El modelo puede incluir además parámetros para uno o más de los siguientes: costos asociados con el reemplazo de uno o más componentes, incluidos el tiempo de inactividad de la turbina, la mano de obra y el equipo para el reemplazo de componentes, los costos de fabricación o restauración de los componentes de reemplazo, y los costos de transporte de los componentes restaurados o de reemplazo a la planta de potencia; y costos de servicio asociados con el reemplazo de partes de desgaste.

30 Se puede proporcionar un controlador que comprende un optimizador según cualquiera del tercer, cuarto o quinto aspecto.

35 Según el tercer aspecto, se proporciona un método para generar un programa de control para una planta de potencia eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, indicando el programa de control, para cada turbina eólica, el modo en que varía el nivel de potencia máxima con el tiempo, comprendiendo el método:

40 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de cada una de las turbinas, o uno o más componentes de cada una de las turbinas, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos; aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial de cada una de las turbinas para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida útil de la fatiga consumida por cada una de las turbinas o el uno o más componentes de cada una de las turbinas hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:

45 estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por las turbinas o los componentes de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado utilizando un programa de verificación de sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los datos obtenidos de los sensores y parámetros de la planta de potencia eólica relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica e incluye interacciones entre las turbinas de la planta de potencia eólica; y
50 restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;

55 en el que las restricciones incluyen un número máximo de reemplazos de componentes permitidos para cada uno de uno o más de los componentes de turbina de cada una de las turbinas eólicas, y el módulo de optimización está configurado además para variar un valor inicial para una vida útil de la turbina eólica para determinar una vida útil de la turbina eólica objetivo.

60 Según el cuarto aspecto, se proporciona un método para generar un programa de control para una planta de potencia eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, indicando el programa de control, para cada turbina eólica, el modo en que varía el nivel de potencia máxima a lo largo del tiempo, comprendiendo el método:

65 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de cada una de las turbinas, o uno o más componentes de cada una de las turbinas, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos; aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial de cada una de las turbinas para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida útil de la fatiga consumida por cada una de las turbinas o el uno o más componentes de cada una de las turbinas hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:

- 5 estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por las turbinas o los componentes de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado utilizando un programa de verificación de sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los datos obtenidos de los sensores y parámetros de la planta de potencia eólica relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica e incluye interacciones entre las turbinas de la planta de potencia eólica; y restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;
- 10 en el que las restricciones incluyen una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo, para cada una de las turbinas eólicas, y el módulo de optimización está configurado además para variar un valor inicial para un número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes de cada una de las turbinas eólicas, que se realizarán en el transcurso del programa para determinar un número máximo de reemplazos de componentes.
- 15 Según el quinto aspecto, se proporciona un método para generar un programa de control para una planta de potencia eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, indicando el programa de control, para cada turbina eólica, el modo en que varía el nivel de potencia máxima con el tiempo, comprendiendo el método:
- 20 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de cada una de las turbinas, o uno o más componentes de cada una de las turbinas, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos; aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial de cada una de las turbinas para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida útil de la fatiga consumida por cada una de las turbinas o el uno o más componentes de cada una de las turbinas hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:
- 25 estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por las turbinas o los componentes de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado utilizando un programa de verificación de sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los datos obtenidos de los sensores y parámetros de la planta de potencia eólica relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica e incluye interacciones entre las turbinas de la planta de potencia eólica; y restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;
- 30 en el que la optimización incluye además variar un valor inicial para cada una de las vida útil de las turbinas eólicas, y variar un valor inicial para el número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes de cada una de las turbinas eólicas, que se realizarán en el transcurso del programa para determinar una combinación del número de reemplazos de componentes para uno o más componentes de turbina para cada una de las turbinas eólicas y una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo para cada una de las turbinas eólicas.
- 35 Las siguientes características opcionales pueden aplicarse a los métodos de nivel de planta de potencia del tercer, cuarto o quinto aspecto.
- 40 Opcionalmente, el programa de control inicial especifica, para cada turbina, la variación relativa a lo largo del tiempo del nivel de potencia máxima de la turbina hasta el cual puede funcionar la turbina.
- 45 Opcionalmente, los datos del sensor incluyen datos del sensor recopilados antes de la puesta en marcha y/o construcción de la turbina eólica o la planta de potencia eólica.
- 50 Opcionalmente, la función de optimización varía, para uno o más de los componentes de la turbina, la cantidad de veces que ese componente puede reemplazarse durante la vida útil restante de la turbina. La función de optimización puede variar, para uno o más de los componentes de la turbina, cuando el componente puede reemplazarse durante la vida útil restante de la turbina.
- 55 Opcionalmente, el método está restringido adicionalmente de tal manera que para cualquier período de tiempo dado dentro del programa, cuando se agrega conjuntamente la potencia de todas las turbinas, no excede la cantidad de potencia que se puede transportar en la conexión desde la planta de potencia a la red.
- 60 Se puede proporcionar un controlador de planta de potencia eólica correspondiente configurado para realizar los métodos anteriores del tercer, cuarto o quinto aspecto.
- 65 Cualquiera de los métodos descritos en el presente documento puede incorporarse en un *software* que, cuando se ejecuta en un procesador de un controlador, hace que lleve a cabo el método correspondiente.
- Las referencias hechas en el presente documento al software de verificación del sitio incluyen herramientas de verificación del sitio conocidas por la persona experta para simular el funcionamiento de las turbinas eólicas para determinar las características operativas de las turbinas eólicas y las plantas de potencia eólica, basadas en datos de

sensores de construcción previa y/o de la puesta en marcha previa y otra información de sitio tal como topografía, etc. La herramienta de verificación del sitio también puede usar datos operativos de la turbina o planta de potencia, o de turbinas o plantas de potencia similares, donde esté disponible. Los ejemplos incluyen la herramienta Vestas (TM) Site Check. DNV GL proporciona un paquete de software de verificación de sitio alternativo. Se compone de tres programas conectados: "WindFarmer", "WindFarmer Bladed Link" y "Bladed" que permiten al usuario realizar la gama completa de cálculos de rendimiento y carga.

Breve descripción de los dibujos

10 La invención se describirá ahora adicionalmente solo a modo de ejemplo y con referencia a las figuras adjuntas, en las que:

la figura 1A es una vista frontal esquemática de una turbina eólica convencional;

15 la figura 1B es una representación esquemática de una planta de potencia eólica convencional que comprende una pluralidad de turbinas eólicas;

la figura 2 es un gráfico que ilustra una curva de potencia convencional de una turbina eólica;

20 la figura 3 es un gráfico que ilustra el modo en que la potencia producida por una turbina eólica a lo largo del tiempo puede variar con la vida útil objetivo de la turbina;

la figura 4 es un gráfico que muestra diferentes programas de potencia para una turbina eólica en la que el nivel de potencia máxima individual de la turbina eólica varía durante la vida útil de la turbina para controlar la salida de potencia;

25 la figura 5 es un gráfico que muestra variaciones de ejemplo en la fatiga de la vida útil total acumulada entre los diferentes componentes de la turbina;

30 la figura 6 es un ejemplo de un modelo simplificado de costo nivelado de energía para una planta de potencia eólica;

la figura 7 es un diagrama de bloques de un optimizador de ejemplo para optimizar la estrategia de control de la turbina eólica;

35 la figura 8 es un ejemplo de un método para determinar un nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica; y

la figura 9 es un esquema de una disposición de controlador de la turbina eólica.

Descripción detallada de las realizaciones preferentes

40 Las realizaciones de la invención buscan mejorar la flexibilidad disponible para el operario de la turbina cuando se emplean métodos de control que compensan la captura de energía y las cargas de fatiga.

45 En particular, las realizaciones proporcionan un método de optimización para permitir que un operario de turbina optimice el rendimiento de la turbina, tal como AEP, según sus requisitos.

50 Para optimizar el rendimiento, hay tres parámetros disponibles para variar en la estrategia general de control de la turbina eólica. Estos son (i) el programa de potencia de la turbina eólica; (ii) la vida útil restante de la turbina eólica; y (iii) el número de reemplazos de componentes permitidos durante la vida útil restante de la turbina eólica. Uno o más de estos parámetros pueden variar en relación con uno o más de los otros parámetros para llegar a una estrategia de control optimizada. Los parámetros también pueden estar limitados por restricciones.

55 Se puede realizar una optimización para mejorar la AEP de una turbina durante su vida útil y mejorar la rentabilidad, por ejemplo. El operario de la turbina puede especificar una o más restricciones y luego se puede realizar la optimización. El operario puede solicitar uno o más de la vida útil mínima de la turbina eólica (por ejemplo, 19 años), un número máximo de reemplazos de componentes individuales (por ejemplo, un reemplazo de la caja de engranajes) y/o un programa de potencia particular, curva o forma de programa, o gradiente de programa.

60 El programa de potencia es el programa de una variable utilizada por el controlador de la turbina eólica para compensar la captura de energía y las cargas de fatiga durante la vida útil restante de la turbina, tal como cuando se sobrevalora la turbina. La potencia adicional generada por la sobrevaloración de una turbina dada puede controlarse especificando el valor de una variable, tal como el nivel de potencia máxima de la turbina eólica individual. Este nivel de potencia máxima especifica la potencia, por encima de la potencia de diseño, hasta la cual la turbina puede funcionar cuando se sobrevalora. El programa de potencia puede especificar un nivel de potencia máxima constante durante la vida útil de la turbina. Alternativamente, el programa de potencia puede especificar un nivel de potencia máxima que varía durante la vida útil de la turbina eólica, de modo que la cantidad de potencia adicional que puede generarse por

sobrevaloración varía con el tiempo. Por ejemplo, el operario de la planta de potencia puede desear generar más potencia durante los primeros años de vida útil de la turbina eólica, a expensas de un mayor consumo de vida de fatiga de los componentes de la turbina, porque el valor financiero de la generación en los primeros años de un proyecto es desproporcionadamente alto.

5 El nivel de potencia máxima de la turbina eólica individual para un tipo de turbina determinado está restringido por los límites de carga finales de los componentes mecánicos de la turbina eólica y los límites de diseño de los componentes eléctricos, ya que la potencia máxima no se puede aumentar de manera segura más allá de un nivel que podría causar que la turbina experimente valores de carga mecánica o cargas eléctricas superiores a sus límites de carga de diseño
10 final. Este nivel de potencia máxima superior, más allá del cual el nivel de potencia máxima de la turbina eólica individual no puede exceder, puede denominarse "el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica" y especifica el nivel de potencia máxima en el que la carga determinada no excede la carga de diseño para el tipo de turbina eólica. A continuación, en la sección "Cálculo del nivel de potencia máxima", se muestra un ejemplo del modo en que se puede calcular el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica.

15 El nivel de potencia máxima de la turbina eólica individual es el nivel de potencia especificado en los programas según las realizaciones de la invención, y simplemente puede denominarse el nivel de potencia máxima. El nivel de potencia máxima de la turbina eólica individual puede refinarse para cada turbina individual, calculándose basándose en los valores de carga de fatiga para cada turbina, basándose en una o más de las condiciones que enfrenta cada una de
20 las turbinas eólicas en su ubicación o posición específica en la planta de potencia eólica, con niveles de potencia máxima de la turbina eólica individual que se determinan para cada turbina en un sitio determinado. El nivel de potencia máxima de la turbina eólica individual puede establecerse de modo que la tasa de consumo de la vida de fatiga por la turbina, o por los componentes individuales de la turbina, proporcione una vida de fatiga que corresponda o exceda la vida útil particular del objetivo.

25 La vida útil restante de la turbina eólica específica la cantidad de vida operativa que el operario está dispuesto a aceptar para optimizar AEP. La vida útil restante dependerá del punto en el tiempo desde la primera activación en la que se implementa el método de optimización AEP porque la vida útil restante disponible disminuye a medida que funciona la turbina.

30 El número de reemplazos de componentes permitidos durante la vida útil restante de la turbina eólica también se puede utilizar para optimizar la AEP. A medida que los componentes de la turbina se fatigan a diferentes tasas en diferentes condiciones, la vida útil real de algunos componentes puede ser considerablemente mayor que la vida útil esperada de 20 años para una turbina eólica, o igualmente los componentes podrían ser sobrevalorados por una
35 cantidad mayor para una vida útil dada. Los componentes que tienen una vida útil más larga no están accionando la vida útil general de la turbina y tienen una capacidad de producción adicional. Sin embargo, aquellos componentes con una vida útil más corta pueden tener un efecto limitante sobre la sobrevaloración, y la AEP puede aumentarse reemplazando uno o más de estos componentes durante la vida útil de la turbina. En particular, la sobrevaloración, cuando se logra al aumentar el par, tiene un impacto particularmente grande en la vida útil de la caja de engranajes,
40 el generador y los componentes de la toma de fuerza. Por el contrario, cuando se logra la sobrevaloración al aumentar la velocidad del rotor, entonces la vida útil de fatiga de las palas y los componentes estructurales se ve más afectada.

45 Los componentes reemplazables en el contexto de las realizaciones de la invención se consideran componentes principales, tales como componentes que representan cada uno el 5 % o más del costo total de la turbina eólica, y que pueden reemplazarse en el campo. No es necesario considerar los componentes de desgaste general que representan solo una pequeña fracción del costo total de la turbina eólica. En particular, los componentes considerados para el reemplazo podrían incluir una o más de las palas, cojinete de paso, sistema de accionamiento de paso, cubo, árbol principal, cojinete principal, caja de engranajes, generador, convertidor, accionamiento de guiñada, cojinete de guiñada o transformador.

50 La figura 3 muestra un primer ejemplo de optimización, donde un programa de potencia varía contra la vida útil objetivo de la turbina. En este ejemplo, la vida útil de diseño de la turbina es de 20 años y el nivel de potencia se fija durante la vida útil de la turbina. Como se puede ver, la cantidad de potencia producida en un año dado aumenta a medida que disminuye la vida útil de la turbina eólica. A medida que disminuye la vida útil de la turbina, se puede aumentar la
55 tasa de consumo de la vida de fatiga de la turbina o los componentes de la turbina, lo que permite que se genere potencia adicional por sobrevaloración. La optimización se puede aplicar según las preferencias del operario de la turbina. Por ejemplo, se puede determinar y seleccionar la vida útil que maximiza la AEP, el valor presente neto (VPN) o el valor actual neto (VAN) de la turbina. El VPN/VAN se puede calcular utilizando métodos conocidos.

60 La figura 4 muestra otro ejemplo de optimización, donde un programa de potencia se vuelve a variar contra la vida útil de la turbina. En este ejemplo, el nivel de potencia máxima especificado por el programa es variable durante la vida útil de la turbina. Se puede especificar un programa inicial, por ejemplo, el operario de la turbina puede tener una forma de programa deseada para ser utilizada. El programa define el modo en que el nivel de potencia máxima de la turbina eólica individual varía con el tiempo, pero puede hacerlo de manera relativa en lugar de absoluta. En este ejemplo, el
65 programa 401 deseado es un programa lineal desde el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica P_{\max} hasta el nivel de potencia de diseño o nominal para el tipo de turbina P_{nom} durante una vida útil de la turbina de 20 años. La

capacidad específica del sitio de la turbina individual para una vida útil de 20 años se muestra en la línea de puntos A, para un sitio de ejemplo típico en el que la velocidad media anual del viento está por debajo de la velocidad del viento de diseño de la turbina. Puede que no sea posible cumplir el programa 401 deseado, para la turbina específica, sin exceder la vida útil de fatiga de la turbina, o ciertos componentes de la turbina, durante la vida útil de la turbina. Por lo tanto, el programa se ajusta hasta que la fatiga total incurrida según el programa de potencia no exceda la vida útil de fatiga de diseño del componente más cargado.

Esto se puede lograr al estimar el daño por fatiga incurrido al seguir el programa durante su duración, por ejemplo, hasta la vida útil de diseño de la turbina, o la vida útil de la turbina especificada por el usuario. El daño por fatiga incurrido puede estimarse utilizando la función de verificación del sitio, y puede complementarse con datos LUE, los cuales tienen en cuenta el daño por fatiga debido a las cargas en vista de las condiciones de micrositio dadas. El programa se puede ajustar hasta que la vida útil de fatiga resultante del componente con mayor carga sea igual a la vida útil de fatiga de diseño de ese componente. En otras palabras, el programa se ajusta hasta que toda o sustancialmente toda la vida de fatiga del componente más cargado se utiliza durante la duración del programa.

El programa puede ajustarse ajustando uno o más parámetros del mismo. Esto puede incluir:

- aplicar un desplazamiento al programa agregando o restando un valor en toda la programación;
- aplicar una ganancia mayor o menor que 1 al programa;
- cualquier otra función apropiada para el aumento o disminución no lineal del programa de control mediante el ajuste de parámetros relevantes, para expandir/contrair de otro modo o aumentar/reducir el programa según corresponda para cambiar los valores de nivel de potencia del programa.

En un ejemplo, el ajuste del programa se puede lograr basándose en una gráfica equivalente del daño por fatiga incurrido en función del tiempo, o la vida de fatiga restante en función del tiempo, para el componente más fatigado, determinado a partir de la gráfica del programa de potencia y utilizando el software de verificación del sitio para determinar el daño de fatiga a los componentes en los que se incurriría a niveles de potencia dados, en la ubicación particular de la turbina dentro de la planta de potencia (también conocida como el micrositio de la turbina). El gráfico se ajusta hasta que las áreas definidas por cada programa por encima y por debajo de la línea de capacidad respectiva en la curva de fatiga equivalente, aplicable a la vida útil deseada de la turbina, sean iguales. Por ejemplo, esto se puede lograr igualando las áreas de la curva por encima y por debajo de una línea que muestra el daño por fatiga incurrido para la turbina individual que funciona con un nivel de potencia máxima constante establecido en la capacidad específica del sitio para la vida útil deseada. Por ejemplo, esta sería una línea equivalente a la línea de puntos A de la figura 3, pero que muestra el daño por fatiga incurrido en la potencia máxima de la turbina eólica individual a lo largo del tiempo. La ecuilización del área se puede lograr moviendo la curva de programa de potencia hacia arriba o hacia abajo al sumar o restar un desplazamiento a la curva hasta que las áreas se igualen, o de otro modo amplificar o contraer la curva ajustando uno o más parámetros de la curva. La vida total de fatiga consumida por la turbina o los componentes de la turbina alcanzará entonces los 20 años de funcionamiento. Un programa de ejemplo se muestra en la línea 402, que termina en el cuadrado negro i.

La capacidad específica del sitio de la turbina para una vida útil de 19 años para el mismo sitio de ejemplo se muestra en la línea de puntos B. Como se puede ver, la capacidad durante una vida útil de 19 años es mayor que la de una vida útil de 20 años. Como tal, un programa de 19 años resultante, un ejemplo del cual está dado por la línea 403, puede tener un valor de nivel de potencia máxima inicial más alto, $P_{19\text{yrs}}^I$, al de un programa 402 de vida de 20 años, $P_{20\text{yrs}}^I$. El programa 403 termina a los 19 años indicado por el cuadrado negro ii.

En los ejemplos de la figura 4, los ajustes del programa están sujetos a la restricción adicional de que la pendiente o el gradiente del programa deben ser iguales a los del programa inicial 401 para una vida útil de 20 años. También se puede aplicar una restricción adicional, como se usa en el ejemplo de la Figura 4, por el cual la pendiente del programa es igual a la del programa inicial 401 solo hasta que se alcanza un nivel de potencia de diseño, que puede ser la potencia de diseño de la turbina, a partir de ese punto el nivel de potencia máxima se mantiene al nivel de potencia de diseño. Alternativamente, las realizaciones pueden emplear una reducción de la potencia de la turbina para que los niveles de potencia máxima especificados por el programa puedan establecerse en niveles por debajo de la potencia de diseño de la turbina.

Los programas se ajustan de manera gradual, ya sea disminuyendo de P_{max} , o aumentando de P_{nom} , o del valor de potencia de la línea A, hasta que se alcance un programa apropiado para el cual haya suficiente vida útil de fatiga en el componente de turbina más cargado para alcanzar la vida útil de la turbina objetivo. Por ejemplo, el nivel de potencia máxima inicial P^I puede aumentarse o disminuirse en etapas del 1 % de P_{nom} hasta que se alcance un programa apropiado.

Existen otras posibilidades para optimizar el programa de potencia según el número de años de vida útil de la turbina. Por ejemplo, todos los programas pueden comenzar desde el mismo valor inicial (por ejemplo, P_{max}) y el gradiente varía hasta que las áreas definidas por cada programa por encima y por debajo de la línea de capacidad respectiva en la curva de fatiga equivalente, aplicable a la vida útil deseada de la turbina, sean iguales.

Una línea adicional 404 muestra un ejemplo de un programa que se puede lograr para una turbina durante una vida útil de 20 años si se tienen en cuenta uno o más reemplazos de componentes. El programa 404 termina en el cuadrado negro i. Uno o más componentes pueden ser particularmente susceptibles al daño por fatiga causado por la sobrevaloración. Por ejemplo, como se muestra en la figura 5, después de 20 años de funcionamiento, un componente puede alcanzar el límite de fatiga de 20 años de vida útil, mientras que otros componentes todavía tienen algo de vida útil en reserva. En este caso, reemplazar el componente o los componentes que están incurriendo en una mayor tasa de daño por fatiga permite aumentar la AEP. Teniendo en cuenta la vida útil de la turbina, y teniendo en cuenta el costo total del reemplazo, esto aún puede aumentar la rentabilidad de la turbina al calcular el VPN.

5
10
15

Como alternativa a la especificación de un programa de valores de nivel de potencia máxima, también es posible especificar un programa de daño por fatiga o vida restante de fatiga, ya que la tasa de daño por fatiga incurrida está relacionada con el ajuste del nivel de potencia máxima de la turbina. La salida de potencia de la turbina se controla entonces para mantener la vida útil de la fatiga restante a la especificada por el programa, por ejemplo, utilizando LUE para rastrear la vida útil de la fatiga en el controlador de la turbina. Como alternativa adicional, también se podría utilizar un programa de energía, ya que esto aún sería indicativo del modo en que el nivel de potencia máxima de la turbina varía con el tiempo. El programa de energía podría ser por año o por mes calendario o similar.

Para evitar dudas, los programas también pueden tener formas no lineales, tales como seguir la forma de una curva polinómica.

20

Si bien se muestra que los programas varían continuamente a lo largo de su duración, pueden variar de manera gradual, especificando un nivel de potencia máxima dado durante un período de tiempo particular, tal como un mes, temporada o año. El programa puede, por ejemplo, ser una serie de valores anuales durante la vida útil de la turbina.

25

Los programas pueden calcularse una vez, o el cálculo puede repetirse a intervalos. Por ejemplo, los programas pueden calcularse mensualmente o anualmente. Para un programa que especifica un nivel de potencia máxima anualmente, puede ser ventajoso calcular el programa cada mes o semana (por ejemplo), porque los cambios en el programa pueden alertar al usuario sobre los parámetros que están cambiando más rápido de lo esperado.

30

Si un programa se calcula una vez, este cálculo puede realizarse antes de la puesta en marcha de la planta de potencia eólica, o puede realizarse en cualquier momento posterior a la puesta en marcha. Para un cálculo que se repite a intervalos, el primer cálculo puede realizarse antes de la puesta en marcha de la planta de potencia eólica, o puede realizarse en cualquier momento posterior a la puesta en marcha.

35 - **PRIMER EJEMPLO**

Según un primer ejemplo, se produce un programa de control que se puede utilizar para controlar una turbina eólica. Se puede definir un programa relativo y se puede definir uno o más de la vida mínima de la turbina eólica o un número máximo de reemplazos de componentes principales. El programa se ajusta entonces para garantizar que la vida útil de fatiga de la turbina cumpla con la vida útil objetivo mientras se maximiza la AEP.

40

Una turbina eólica se hace funcionar según una de las técnicas de control de sobrevaloración descritas en el presente documento usando un controlador de sobrevaloración, que puede ser implementado por el controlador de la turbina eólica.

45

Los estimadores de uso de vida útil (LUE) se pueden usar para determinar y monitorizar el uso de vida útil de los componentes. Los estimadores de uso de vida útil pueden usarse para garantizar que los límites de carga de fatiga de todos los componentes de la turbina permanezcan dentro de su vida útil de diseño. Las cargas que experimenta un componente dado (ya sean momentos de flexión, temperaturas, fuerzas o movimientos, por ejemplo) pueden medirse y calcularse la cantidad de la vida útil de fatiga del componente consumida, por ejemplo, utilizando una técnica tal como el conteo de flujo de lluvia y la regla de Miner o una ecuación de descomposición química. Según los estimadores de uso de vida útil, las turbinas individuales pueden funcionar entonces de tal forma que no excedan sus límites de diseño. Un dispositivo, módulo, componente de software o componente lógico para medir la vida útil de fatiga consumida para un componente de turbina dado también puede denominarse su estimador de uso de vida útil, y se utilizará el mismo acrónimo (LUE) para referirse al algoritmo para determinar una estimación de uso de vida útil y el dispositivo, módulo o software o componente lógico correspondiente. Las LUE se describen con más detalle a continuación.

50

Según el modo de funcionamiento predeterminado, el controlador de sobrevaloración controlará la cantidad de sobrevaloración aplicada basándose en una función o programa durante la vida útil esperada o certificada de la turbina eólica. Habitualmente, esto es 20 o 25 años.

55

El controlador está configurado para recibir parámetros de entrada, por ejemplo, de un operario del sitio, definiendo la entrada una nueva vida útil objetivo para la turbina eólica o para uno o más componentes específicos de la turbina. El uso de vida útil de la turbina hasta la fecha, o los componentes relevantes de la turbina, se determina utilizando los LUE. Esto impone una restricción sobre la cantidad de vida útil restante de los componentes para la turbina eólica y,

60

por lo tanto, en el programa de control. Además, la vida útil objetivo revisada impone una restricción en la cantidad de tiempo durante el cual la vida útil restante del componente debe extenderse.

5 La vida útil futura de fatiga disponible se puede calcular fuera de línea o en línea usando el software de verificación del sitio, y esto se usa para especificar el programa de control revisado. La función de verificación del sitio puede incluir un cálculo, o una o más simulaciones, para determinar la tasa esperada de daño por fatiga utilizando datos históricos basados en el sitio, incluidos los datos climáticos medidos del sitio antes de la construcción, y/o los datos climáticos medidos del sitio después de la construcción, y/o datos de LUE. Los datos climáticos del sitio incluyen, generalmente, 10 datos de un mástil conocido o LIDAR terrestre, y pueden incluir la velocidad del viento, la intensidad de la turbulencia, la dirección del viento, la densidad del aire, la cizalladura vertical del viento y la temperatura. Los cálculos de verificación del sitio se pueden realizar de forma remota o mediante los controladores de nivel de la turbina/planta de potencia, según corresponda.

15 El *software* de verificación del sitio puede estar lleno de información o parámetros relacionados con la topografía del sitio WPP dado, el terreno, las condiciones del viento, y así sucesivamente. La información de topografía y terreno puede ser proporcionada por estudios del sitio y/o por el conocimiento del sitio WPP, que puede incluir detalles de pendientes, acantilados, ángulos de entrada a cada turbina en el WPP, y así sucesivamente. Condiciones del viento, por ejemplo, la velocidad del viento (estacional, anual, etc.), la intensidad de la turbulencia (estacional, anual, etc.), la densidad del aire (estacional, anual, etc.), la temperatura (estacional, anual, etc.), y así sucesivamente, pueden 20 proporcionarse por los datos del Mástil y/o por las condiciones del viento experimentadas y registradas por las turbinas eólicas y/o WPPC en la ubicación del WPP.

25 La herramienta de verificación del sitio puede comprender una o más memorias, bases de datos u otra estructura de datos, para almacenar y mantener los valores de carga de fatiga para cada tipo de turbina eólica, los niveles de potencia máxima del tipo de turbina eólica para cada tipo de turbina eólica, e información y/o parámetros relacionados con las condiciones del sitio WPP.

30 Por lo tanto, se genera un programa de control revisado, mediante el cual la potencia adicional producida por la sobrevaloración se ajusta de modo que la turbina esté expuesta a una tasa mayor o menor de acumulación de daños por fatiga, dependiendo de si la nueva fecha objetivo para el final de la vida útil es anterior o posterior a la fecha objetivo anterior, que puede ser la vida útil certificada.

35 La capacidad de revisar el programa de control de la turbina permite al operario cambiar sus prioridades con el tiempo. Por ejemplo, un generador principal en la red local podría dejar de funcionar para una revisión de la mitad de la vida útil, o podría retirarse por completo, y la red podría necesitar soporte adicional. Esto puede reflejarse en tarifas a largo plazo sustancialmente más altas, por lo que sería ventajoso para el operario aumentar la producción de energía a corto plazo. Por lo tanto, el operario puede decidir reducir la vida útil de la turbina, o la vida útil de los componentes afectados, tal como la caja de engranajes y el generador, y generar potencia adicional por sobrevaloración, mientras acepta una vida útil más corta de la turbina eólica o de los componentes de la turbina. 40

45 Es posible determinar el uso de vida útil de la turbina eólica, o de los componentes de la turbina, utilizando métodos distintos a los LUE. En cambio, se puede examinar el funcionamiento hasta la fecha de la turbina y calcular el daño por fatiga que se ha producido hasta ahora. Esto puede ser particularmente útil cuando el control de sobrevaloración se retroajusta a una turbina eólica, y la vida útil futura de fatiga disponible se calcula nuevamente fuera de línea usando el *software* de verificación del sitio, y esto se usa para especificar los niveles de potencia máxima. La función de verificación del sitio puede incluir nuevamente un cálculo fuera de línea o en línea, o una o más simulaciones, para determinar la tasa esperada de daño por fatiga utilizando datos históricos basados en el sitio o datos medidos del sitio hasta el punto de instalación, aunque en este caso el cálculo se realiza sin datos LUE disponibles.

50 El funcionamiento de una turbina eólica hasta la fecha de ajuste del controlador de sobrevaloración que emplea la funcionalidad descrita en el presente documento puede examinarse utilizando un software de verificación de sitio para calcular las cargas de fatiga en los componentes de la turbina basándose en los parámetros de entrada que especifican la topografía del sitio, el terreno del sitio, las condiciones meteorológicas del sitio, etc., utilizando valores medidos relacionados con la ubicación precisa de la turbina eólica dentro del sitio de la planta de potencia eólica, tal como uno 55 o más de producción de energía, velocidad del viento, dirección del viento, intensidad de turbulencia, cizalladura del viento, densidad del aire, mediciones de carga mecánica de la turbina (para ejemplo de sensores de carga de álabes), temperaturas y cargas de componentes eléctricos de la turbina, eventos de formación de hielo, temperaturas de componentes y salidas del sistema de monitorización de condición. Estos valores pueden usarse para calcular una estimación del daño por fatiga que se ha producido hasta ahora en los componentes de la turbina. La vida útil futura disponible para la turbina, o los componentes de la turbina, se puede calcular aplicando los valores medidos a un modelo o simulación de turbina eólica con función de verificación del sitio que proporciona como salida el daño por fatiga estimado y/o la vida útil restante de la fatiga basándose en uno o más de estos valores medidos y un valor para el nivel de potencia máxima del tipo turbina eólica. La simulación o modelo puede proporcionar daños por fatiga y/o vida útil restante de la fatiga a nivel de componente, o para la turbina en su conjunto. Los cálculos de carga de fatiga 60 se pueden realizar según diversos procedimientos de cálculo. Los expertos en la técnica conocerán diversos ejemplos de tales programas de verificación de sitios y no se describirán en detalle. 65

La estimación resultante de la vida de fatiga consumida de la turbina o los componentes de la turbina puede usarse para determinar la estrategia de sobrevaloración aplicada por el controlador. La estimación se puede usar una vez, en la inicialización del control de sobrevaloración, que se puede realizar a la mitad a través de la vida útil de la turbina si se va a retroajustar. Alternativamente, la estimación puede realizarse periódicamente durante la vida útil de la turbina de manera que la estrategia de sobrevaloración se actualice periódicamente dependiendo del modo en que cambie el consumo de fatiga de vida útil a lo largo de la vida útil de la turbina.

La estrategia de sobrevaloración se determina basándose en la vida útil restante de la turbina eólica o de los componentes de la turbina eólica, que se basa en la vida útil de funcionamiento de la turbina eólica. La cantidad de sobrevaloración aplicada se controla de modo que la turbina o los componentes de la turbina incurran en daño por fatiga a una tasa suficientemente baja para garantizar que la vida útil de fatiga de la turbina solo se use al final, y preferentemente solo al final, de la vida útil predeterminada de la turbina.

La determinación de las estimaciones de la vida útil de la fatiga de los componentes puede ampliarse además o reemplazarse mediante el uso de datos de uno o más sistemas de monitorización de condición. Los sistemas de monitorización de condición (CMS) comprenden varios sensores en puntos estratégicos del sistema de tren de accionamiento, en la caja de engranajes de la turbina, el generador u otros componentes clave. Los sistemas de monitorización de condición proporcionan advertencias tempranas de fallas de componentes, antes de que el componente haya fallado realmente. Por lo tanto, la salida de los sistemas de monitorización de condición puede proporcionarse al controlador y usarse como una indicación de la vida útil de fatiga consumida por los componentes monitorizados, y en particular puede proporcionar una indicación de cuándo la vida útil de fatiga para los componentes están llegando a su fin. Esto proporciona una forma adicional de estimar la vida útil utilizada.

- **SEGUNDO EJEMPLO**

Se proporciona un segundo ejemplo para llevar a cabo un proceso de optimización más general, que puede usarse para llevar a cabo tipos de optimización similares a los descritos anteriormente, así como otras optimizaciones más generales. El proceso de optimización del segundo ejemplo puede ser realizado por un controlador que aplica un esquema de optimización.

Se incluye un costo financiero total, o costo nivelado de energía (LCoE), el modelo de la turbina, y se usa en cálculos ya sea fuera de línea antes de la instalación de un sistema de control de sobrevaloración, o se usa en línea como parte del controlador de la turbina eólica o controlador de planta de potencia eólica. El uso del modelo LCoE permite la optimización de la estrategia de sobrevaloración y también puede tener en cuenta el reemplazo de los componentes principales basándose en el costo de hacerlo. Como se usa en el presente documento, el término "Costo nivelado de energía" se refiere a una medida del costo de energía de una turbina que se calcula dividiendo los costos de vida útil de la turbina por la producción de energía de vida útil de la turbina.

La figura 6 muestra un ejemplo de un modelo LCoE simplificado en el que se tienen en cuenta los diversos costos asociados con la construcción y funcionamiento de una turbina eólica y una planta de potencia de turbina eólica.

Los factores de costo del generador de turbina eólica (WTG) en los costos totales para la fabricación de la turbina eólica. El costo de transporte tiene en cuenta el costo de transportar los componentes de la turbina al sitio para su instalación. Los costos de funcionamiento y mantenimiento (F&M) tienen en cuenta los costos de ejecución de la turbina, y pueden actualizarse a medida que se produce el funcionamiento y el mantenimiento. El técnico de servicio podría proporcionar esta información a los controladores locales de la turbina, al controlador del parque de potencia eólico o en cualquier otro lugar. El factor de capacidad indica la energía generada durante un período determinado, por ejemplo, un año, dividida por la energía que podría haberse generado si la turbina hubiera funcionado continuamente a la potencia de diseño durante ese período. La disponibilidad indica el tiempo que la turbina estará disponible para generar electricidad. La eficiencia del parque indica la eficiencia de extracción de energía del viento, y se ve afectada por el espaciamiento de las turbinas dentro del parque.

Solo los elementos de LCoE que se ven afectados por la estrategia de control y reemplazo de componentes deben incluirse en el modelo LCoE, ya que una serie de parámetros que pueden incluirse en un modelo LCoE se fijan cuando se construye la turbina o el parque eólico. Los elementos afectados son:

- Costo de funcionamiento y mantenimiento (F&M)
 - Aumenta si se reemplazan más componentes
- Factor de capacidad
 - Aumenta si se usa una sobrevaloración más agresiva y, por lo tanto, se generan más MWh
- Disponibilidad
 - Disminuye ligeramente si se reemplazan más componentes principales, debido al tiempo de inactividad requerido para el procedimiento de reemplazo
 - Disminuye ligeramente si una sobrevaloración más agresiva provoca un mayor reemplazo preventivo o un fallo no programado de los componentes de desgaste

- Vida útil
 - Reduce o aumenta en función de la elección de restricción.

5 Tener un modelo de costo financiero (LCoE) de la turbina incluido en la turbina o el controlador WPP permite determinar estrategias de control más flexibles y eficientes. Por ejemplo, si se encuentra que las condiciones en un sitio en particular son particularmente difíciles para las cajas de engranajes, entonces esto se identificará y el operario puede elegir si sobrevalorar la turbina y considerar reemplazar la caja de engranajes un cierto número de veces. Luego, el controlador de la turbina puede determinar cuándo se debe reemplazar una caja de engranajes, ejecutar la turbina en consecuencia y, opcionalmente, también proporcionar una indicación de cuándo reemplazar la caja de engranajes.

15 La figura 7 muestra un diagrama de bloques de un optimizador de ejemplo para optimizar la estrategia de control de la turbina eólica, y que puede incorporarse a un controlador, y que puede usarse para implementar diversas realizaciones de la invención.

20 Cuando se inicia el algoritmo, el bloque marcado "Inicializar" se ejecuta una vez. Esto proporciona condiciones iniciales para el ciclo de optimización. El ciclo marcado "Optimizar" se ejecuta periódicamente, por ejemplo, una vez al día, por mes o por año. Cuando se ejecuta, el ciclo se ejecuta tantas veces como sea necesario para lograr una convergencia suficientemente buena del proceso de optimización. Después de la convergencia, el nuevo conjunto de salidas se envía al controlador de la turbina eólica (x1) y al operario (las otras salidas) para implementar la estrategia de control determinada. Los dos bloques "calcular la estimación de LCoE" contienen métodos de cálculo idénticos. Incluyen todos los elementos de la Figura 6 que aún no están fijos, es decir, el costo de F&M, el factor de capacidad, la disponibilidad y la vida útil. Por ejemplo, la torre CAPEX ya está fija, por lo que no es necesario incluirla. Pero el costo de funcionamiento y mantenimiento (F&M) no es fijo, ya que la caja de engranajes podría trabajarse más duro y reemplazarse una vez durante la vida útil de la turbina, por lo que se incluye.

30 No todas las conexiones en la figura 7 se muestran donde hay muchas conexiones similares, por ejemplo entre el bloque de algoritmo de optimización y el bloque "Calcular la estimación de LCoE". Los siguientes términos se utilizan en, o con referencia a, la figura 7:

- N cantidad de períodos (por ejemplo, años) de vida útil restante. El usuario puede cambiar esto según su estrategia operativa deseada, si es necesario.
- x1 matriz unidimensional de niveles de potencia máxima de turbina eólica individual para los años 1...N, por ejemplo, para una turbina de 3MW [3,5MW, 3,49MW, 3,49MW, 3,48MW, 3,47MW,...]
- 35 • x2 matriz unidimensional del número de reemplazos de caja de engranajes para los años 1...N, por ejemplo [0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]
- x3 matriz unidimensional del número de reemplazos de generadores para los años 1... N
- x4 matriz unidimensional del número de reemplazos de cojinetes principales para los años 1... N
- x5 matriz unidimensional del número de reemplazos de conjuntos de palas para los años 1... N
- 40 y opcionalmente:
- x6 matriz unidimensional del número de reemplazos de convertidor para los años 1... N
- x7 matriz unidimensional del número de reemplazos de cojinetes de paso para los años 1... N
- x8 matriz unidimensional del número de reemplazos de accionadores de paso (hidráulicos o eléctricos) para los años 1... N
- 45 • x9 matriz unidimensional del número de reemplazos de la unidad de guiñada para los años 1... N
- x10 matriz unidimensional del número de reemplazos de cojinetes de guiñada para los años 1... N
- x11 matriz unidimensional del número de reemplazos de transformadores para los años 1... N
- "_0" indica una condición inicial, por ejemplo, x1_0 es la condición inicial de x1

50 Con referencia a la figura 7, el procedimiento de optimización requiere la determinación de una serie de constantes para una turbina dada y el cálculo de una condición inicial para la optimización utilizando los valores de una serie de parámetros físicos y de control. Una vez que se ha calculado la condición inicial, el proceso de optimización aplica una función que define una relación entre el costo nivelado de energía y los valores de entrada para los parámetros físicos y de control para determinar la combinación de valores de entrada que minimiza el costo nivelado de energía sin exceder ciertas restricciones de optimización.

60 Para el cálculo de la condición inicial para la optimización, se determinan varios valores de parámetros para una turbina dada y se ingresan en el bloque "Inicializar". Para cualquier optimización periódica dada (por ejemplo, mensualmente), estos valores son constantes. Son parámetros introducidos por el operario, y se pueden cambiar en cualquier momento, pero, si se cambian, se aplicarán la próxima vez que se ejecute la optimización. Estos parámetros pueden incluir uno o más de los siguientes: vida útil de la turbina/componentes individuales de la turbina; costo de reemplazo de la caja de engranajes; costo de reemplazo del cojinete; costo de reemplazo del generador; costo de reemplazo de la pala; costo de reemplazo del sistema de paso; y el costo de reemplazo de cualquier otro componente según sea necesario.

65 La vida útil de la turbina y/o la vida útil de uno o más componentes se determinan, por ejemplo, utilizando una función

de verificación del sitio y/o uno o más LUE, o pueden proporcionarse como una restricción a cumplir. Los componentes reemplazables incluyen las palas, el cojinete de paso, el sistema de accionamiento de paso, el cubo, el árbol principal, el cojinete principal, la caja de engranajes, el generador, el convertidor, la unidad de guiñada, el cojinete de guiñada o el transformador.

5 Se determina el costo total de reemplazar cada uno de los componentes. Por ejemplo, para una caja de engranajes de reemplazo, el costo tendrá en cuenta si se está ajustando una caja de engranajes nueva o renovada, los costos de transporte y los costos de grúa y mano de obra. Los costos de tiempo de inactividad de la turbina también se incluyen, en la sección Disponibilidad en la figura 6.

10 Se pueden incluir otros costos, tales como los costos financieros, incluido el costo de capital promedio ponderado (CCPP), etc., y cualquier otro elemento necesario para calcular el efecto de la futura estrategia de funcionamiento de la turbina en LCoE.

15 El operario puede establecer los parámetros de vida útil según su estrategia operativa para el sitio, o puede determinarlos como parte de la optimización. Las otras constantes se basan en el mejor conocimiento, por lo que pueden actualizarse ocasionalmente, pero tales actualizaciones serían bastante raras. Específicamente, los costos de F&M solo pueden estimarse por adelantado, y estas estimaciones se reemplazan con datos reales a medida que pasa el tiempo, lo que da lugar a estimaciones más precisas de los costos futuros de F&M.

20 Las siguientes variables son utilizadas por el bloque "Inicializar" y el algoritmo de optimización:

- x1 matriz unidimensional de niveles de potencia máxima para los años 1... N, por ejemplo, para una turbina de 3 MW [3,5 MW, 3,49 MW, 3,49 MW, 3,48 MW, 3,47 MW,...]
- 25 • x2 matriz unidimensional del número de reemplazos de caja de engranajes para los años 1...N, por ejemplo [0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]
- x3 matriz unidimensional del número de reemplazos de generadores para los años 1... N
- x4 matriz unidimensional del número de reemplazos de cojinetes principales para los años 1... N
- 30 • x5 matriz unidimensional del número de reemplazos de conjuntos de palas para los años 1... N y opcionalmente:
- x6 matriz unidimensional del número de reemplazos de convertidor para los años 1... N
- x7 matriz unidimensional del número de reemplazos de cojinetes de paso para los años 1... N
- x8 matriz unidimensional del número de reemplazos de accionadores de paso (hidráulicos o eléctricos) para los años 1... N
- 35 • x9 matriz unidimensional del número de reemplazos de la unidad de guiñada para los años 1... N
- x10 matriz unidimensional del número de reemplazos de cojinetes de guiñada para los años 1... N
- x11 matriz unidimensional del número de reemplazos de transformadores para los años 1... N

40 El cálculo inicial de una estimación de LCoE utiliza estimaciones iniciales del operario para las condiciones iniciales, $x1_0$, $x2_0$, $x3_0$, etc.

La señal marcada "Datos medidos" en la figura 7 consiste en datos de sensores y datos determinados a partir de procedimientos de F&M. Los datos medidos de los sensores pueden ser de la turbina o la planta de potencia eólica y pueden incluir uno o más de los siguientes:

- 45 - valores LUE para uno o más de los componentes de la turbina, tal como la caja de engranajes, generador, cojinete principal, palas, convertidor, cojinete de paso, accionador de paso (hidráulico o eléctrico), accionamiento de guiñada, cojinete de guiñada, transformador, etc;
- velocidad del viento y datos ambientales, u otros datos obtenidos de un programa de verificación del sitio;
- 50 - datos de CMS para uno o más de los componentes de la turbina.

Los datos medidos de las actividades de funcionamiento y mantenimiento (F&M) consisten en costos de F&M, que pueden incluir una estimación basada en los costos hasta la fecha (si corresponde). Esto se utiliza, junto con el patrón de servicio programado para el futuro, la experiencia de otras turbinas del mismo diseño en la misma o en otras plantas de potencia eólica, y la experiencia de ciertos componentes de otras turbinas de diferentes diseños que usan el mismo componente, para dar una estimación del costo futuro de F&M en el cálculo de LCoE.

60 Desde las condiciones iniciales, el proceso de optimización utiliza las entradas y restricciones para minimizar el costo nivelado de energía (LCoE), ya sea calculando el LCoE directamente o calculando ciertas variables de LCoE. Solo debe calcularse la parte del LCoE que varía después de la construcción de la turbina, es decir, la proporción afectada por el costo de F&M, el factor de capacidad, la disponibilidad y la vida útil. La optimización se ejecuta hasta que se minimiza el LCoE, por ejemplo, hasta que el cambio en el LCoE calculado de un paso a otro se encuentre dentro de una tolerancia dada.

65 Las restricciones en la optimización son regiones en las que el algoritmo de optimización no puede ingresar al buscar el valor mínimo de LCoE. Las restricciones pueden incluir uno o más de los siguientes: nivel de potencia máxima del

tipo de turbina eólica; salida de potencia mínima del tipo de turbina; capacidad de potencia activa máxima de la conexión de la planta de potencia eólica a la red eléctrica, es decir, la suma máxima de la salida de potencia activa de todas las turbinas; y cualquier otra restricción apropiada.

5 Las restricciones también pueden incluir uno o más de los siguientes, que pueden ser definidos por un usuario:

- vida útil mínima u objetivo de la turbina eólica deseada;
- un número máximo de intercambios de componentes, para todos los componentes o para uno o más componentes dados;
- 10 - un programa predefinido de nivel de potencia máxima o un programa predefinido de potencia máxima relativa que define la forma del programa de potencia máxima.

El número de entradas para cada matriz unidimensional se puede seleccionar para que el tiempo de ejecución del algoritmo de optimización sea más manejable. Las matrices unidimensionales x_1 , x_2 , etc., se describen anteriormente como provistas para cada año de funcionamiento. Si bien es posible proporcionar entradas para cada mes o temporada de funcionamiento, esto proporcionaría 12 veces, o 4 veces, tantas entradas. Por lo tanto, se pueden usar valores anuales. Por supuesto, se pueden usar diferentes períodos de tiempo según corresponda, en función del tiempo de cálculo deseado o la granularidad de la optimización.

15 Nuevamente, para hacer que el tiempo de ejecución sea más manejable, los componentes de la turbina eólica pueden seleccionarse de modo que solo se usen los componentes más relevantes en la optimización. Los componentes que se incluirán pueden seleccionarse basándose en si su vida útil se ve significativamente afectada por la salida de potencia activa por encima de la velocidad de diseño del viento, en particular la caja de engranajes, el generador, el cojinete principal y las palas.

20 Además, o alternativamente, los componentes utilizados en la optimización pueden seleccionarse basándose en su valor. Por ejemplo, solo se pueden incluir componentes que tengan un valor del 5 % o más del costo total de la turbina.

El algoritmo optimizador genera una serie de salidas cada vez que se ejecuta a la convergencia. La matriz unidimensional x_1 , que representa un programa de niveles de potencia máxima para los años 1... N para la turbina, se puede utilizar en el control de circuito cerrado al comunicar automáticamente los datos al controlador de la turbina eólica que se utilizará como la demanda de potencia de la turbina hasta la próxima vez que se ejecute el circuito de optimización (por ejemplo, 1 mes después). Alternativamente, los niveles de potencia máxima se pueden usar sin un circuito de control automático, en una capacidad de asesoramiento, por ejemplo, enviando los datos del nivel de potencia máxima a un sistema informático para su salida en una pantalla para su visualización por el departamento de servicio.

Las otras matrices unidimensionales x_2 , x_3 , x_4 representan un programa para el reemplazo de componentes. Estos datos de programación pueden enviarse a otro sistema informático para permitir que se tomen medidas. Los datos se pueden proporcionar directamente en el software de programación de reemplazo de componentes. Alternativamente, los datos de reemplazo de componentes, incluidas las fechas de reemplazo sugeridas, pueden usarse como una salida de aviso enviada a una pantalla para que el departamento de servicio la vea y decida sobre la implementación manual de los planes de reemplazo de componentes.

45 Debe tenerse en cuenta que la matriz unidimensional de niveles de potencia máxima (x_1) descritos anteriormente puede proporcionarse solo como niveles sobrevalorados, niveles sobrevalorados o desvalorados, o solo niveles desvalorados, de modo que la variable de nivel de la potencia máxima solo necesitaría especificar la cantidad de potencia de diseño superior (o inferior). La demanda de potencia podría ser alternativamente una demanda de velocidad y/o una demanda de par para cada período, o un consumo de fatiga de vida útil donde la potencia se controla mediante una función de control de uso de la vida como se describe a continuación. La desventaja de usar tanto una demanda de velocidad como una demanda de par es que el tiempo de cálculo para calcular la configuración óptima será más largo.

Aunque el optimizador se describió anteriormente como ejecutado periódicamente, puede usarse esporádicamente, o incluso solo una vez. Por ejemplo, la optimización puede realizarse fuera de línea, en el punto de instalar un controlador de sobrevaloración. Alternativamente, el optimizador puede estar incorporado en un controlador, ya sea en la turbina eólica, la planta de potencia eólica, o en cualquier otro lugar, en cuyo caso se ejecutará en un paso de tiempo particular.

60 Como se ha mencionado anteriormente, la optimización puede realizarse con o sin LUE, ya que los datos del sitio se pueden usar para determinar la fatiga de los componentes y, por lo tanto, dar una indicación de la vida útil restante disponible para la turbina o los componentes de la turbina.

Si bien el algoritmo de optimización se ha descrito principalmente en relación con el uso con un controlador de sobrevaloración, esto no es un requisito. La optimización podría aplicarse con cualquier acción de control que intercambie la captura de energía contra la carga de fatiga de la turbina. Esto podría incluir uno o más de los siguientes: cambios en la demanda de potencia, como por desvalorización; limitación de empuje, que limita la salida de potencia

para evitar altas cargas de empuje al reducir el empuje del rotor en la "rodilla" de la curva de potencia a expensas de la salida de potencia; o cualquier otra característica de control que intercambie la captura de energía y las cargas de fatiga.

- 5 Si bien los cálculos requeridos podrían llevarse a cabo en cualquier ubicación, en la práctica una acción estratégica como esta puede llevarse a cabo mejor en el controlador de la planta de potencia eólica, tal como un servidor SCADA. Esto permite que los datos del servicio se ingresen directamente en el sitio, evitando problemas de comunicación del sitio al centro de control. Sin embargo, los cálculos también podrían llevarse a cabo en el centro de control. Lo mismo se aplica a los otros métodos descritos en el presente documento, incluidos los métodos del primer ejemplo.

10

- **CÁLCULO DE NIVEL DE POTENCIA MÁXIMA**

Ahora sigue una descripción de técnicas de ejemplos para determinar los niveles máximos de potencia que pueden aplicarse a las turbinas.

15

Un método para determinar un nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica para un tipo de turbina eólica puede comprender: simular un espectro de carga para dos o más niveles de potencia de prueba para determinar una carga en el tipo de turbina eólica para cada una de las dos o más niveles de potencias de prueba; comparar la carga determinada para cada nivel de potencia de prueba con una carga de diseño para el tipo de turbina eólica; y establecer el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica para el tipo de turbina eólica como el nivel de potencia máxima de prueba en el que la carga determinada no excede la carga de diseño para el tipo de turbina eólica.

20

En consecuencia, se puede determinar un nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica para uno o más tipos de turbinas eólicas.

25

La figura 8 muestra un diagrama de flujo que detalla un ejemplo de configuración de los niveles de potencia máxima de la turbina que pueden usarse con cualquier realización. En la etapa 301, se realiza una verificación para determinar los límites de diseño del componente mecánico de la turbina eólica para uno o más tipos de turbinas eólicas. En este ejemplo, se utiliza un sistema informático fuera de línea para determinar los límites de diseño. Sin embargo, como se apreciará, la funcionalidad puede implementarse mediante un sistema informático en línea, o cualquier otro *software* y/o *hardware* asociado con turbinas eólicas y/o WPP.

30

El nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica es el nivel de potencia máxima que un determinado tipo de turbina eólica puede producir cuando el viento es adecuadamente alto si se va a hacer funcionar al límite de las cargas de diseño de los componentes de la turbina eólica. El nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica se aplica efectivamente para la vida útil de diseño de la turbina. Por lo tanto, el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica será típicamente mayor que la valoración nominal de la placa de identificación para ese tipo de turbina eólica, ya que la valoración nominal de la placa de identificación es habitualmente un valor más conservador.

35

Un tipo de turbina eólica, como se usa en los siguientes ejemplos y realizaciones, puede entenderse como una turbina eólica con el mismo sistema eléctrico, sistema mecánico, generador, caja de engranajes, pala de turbina, longitud de pala de turbina, altura del cubo, y así sucesivamente. En consecuencia, cualquier diferencia con la estructura principal o los componentes de una turbina eólica genera efectivamente un nuevo tipo de turbina eólica, para el propósito de las realizaciones de la presente invención. Por ejemplo, la misma turbina eólica a excepción de diferentes alturas de cubo (por ejemplo, alturas de torre) serían dos tipos diferentes de turbina eólica. De manera similar, la misma turbina eólica, excepto las diferentes longitudes de pala de la turbina, también se consideraría dos tipos diferentes de turbina eólica. Además, una turbina eólica de 50Hz y 60Hz se consideran diferentes tipos de turbinas eólicas, puesto que son turbinas eólicas de clima frío y clima cálido.

40

45

Por lo tanto, el tipo de turbina eólica no corresponde necesariamente a la clase de turbina eólica de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), ya que diferentes tipos de turbina pueden estar en la misma clase de turbina eólica CEI, donde cada tipo de turbina eólica puede tener un nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica diferente basado en el diseño y los componentes de la turbina eólica.

50

En el siguiente ejemplo, la turbina eólica está clasificada con un nivel de potencia de diseño de placa de 1,65 MW (1650 KW), con una altura de cubo de 78 metros y diseñada para servicio en las condiciones de una Clase de Viento CEI específica.

55

El límite de diseño de los componentes mecánicos del tipo de turbina eólica se puede determinar entonces para este tipo de turbina eólica simulando un espectro de carga para un primer nivel de potencia de sobrevaloración de prueba para identificar las cargas en el tipo de turbina eólica para ese primer nivel de potencia. Las cargas pueden ser cargas mecánicas, cargas de fatiga, cualquier otra carga que pueda experimentar la turbina eólica, o cualquier combinación de las diferentes cargas. Sin embargo, en este ejemplo, se tienen en cuenta las cargas mecánicas, como se apreciará, otras cargas, por ejemplo, las cargas de fatiga también podrían tenerse en cuenta. El proceso de simulación del espectro de carga también puede incluir o ser una extrapolación u otra forma de análisis que se puede realizar para determinar la carga en el tipo de turbina eólica.

60

65

Un espectro de carga habitualmente incluye una variedad de casos de prueba diferentes que pueden ejecutarse en una simulación por ordenador de una turbina eólica. Por ejemplo, el espectro de carga puede incluir casos de prueba para vientos a 8 m/s por una duración de 10 minutos, por 10 m/s por 10 minutos, para diferentes direcciones del viento, para diferentes turbulencias eólicas, para el arranque de la turbina eólica, para el apagado de la turbina eólica, y así sucesivamente. Como se apreciará, hay muchas velocidades de viento, condiciones de viento, condiciones de funcionamiento de la turbina eólica y/o condiciones de falla diferentes para las cuales hay casos de prueba que se ejecutarán en la simulación de la turbina eólica del espectro de carga. Los casos de prueba pueden incluir datos reales, actuales o artificiales (por ejemplo, para ráfagas de 50 años que se definen en las normas relativas a las turbinas eólicas). La simulación del espectro de carga puede determinar las fuerzas y cargas que afectan a la turbina eólica para todos los casos de prueba en el espectro de carga. Esta simulación también puede estimar o determinar la cantidad de veces que puede ocurrir el evento del caso de prueba, por ejemplo, un caso de prueba de 10 m/s de viento por una duración de 10 minutos puede ocurrir 2000 veces durante los 20 años de vida útil de la turbina eólica y, por lo tanto, se puede calcular la fatiga en la turbina eólica durante la vida útil de la turbina eólica. La simulación también puede calcular o determinar el daño por fatiga o la carga en la que podrían incurrir los diversos componentes de la turbina eólica basándose en las cargas determinadas que afectan a la turbina eólica.

En este ejemplo, el primer nivel de potencia de prueba puede ser 1700 KW ya que es más alto que el nivel de potencia de diseño nominal de la placa de identificación para el tipo de turbina eólica que se tiene en cuenta en este ejemplo. El espectro de carga puede simularse para el tipo de turbina eólica dado a fin de determinar si el tipo de turbina eólica puede funcionar a ese primer nivel de potencia de prueba sin exceder las cargas de diseño finales de los componentes mecánicos del tipo de turbina eólica. Si la simulación identifica que el tipo de turbina eólica puede funcionar al primer nivel de potencia de prueba, entonces el mismo proceso puede repetirse para un segundo nivel de potencia de prueba. Por ejemplo, el segundo nivel de potencia de prueba, en este ejemplo, puede ser 1725 KW. Luego se simula el espectro de carga para el tipo dado de turbina eólica para identificar si ese tipo de turbina eólica puede funcionar a ese segundo nivel de potencia de prueba sin exceder las cargas finales de diseño de los componentes mecánicos.

Si no se exceden las cargas finales de diseño de los componentes mecánicos, entonces se puede realizar iterativamente el proceso de simulación del espectro de carga para niveles de potencia de prueba adicionales. En este ejemplo, los niveles de potencia de prueba se incrementan en etapas de 25 KW, sin embargo, como se apreciará, las etapas incrementales pueden ser adecuadas para el fin de identificar el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica, por ejemplo, 5 KW, 10 KW, 15 KW, 20 KW, 30 KW, 50 KW, y así sucesivamente, o aumentar en un porcentaje del nivel de potencia de prueba, por ejemplo, incrementos del 1 %, incrementos del 2 %, incrementos del 5 %, y así sucesivamente. Alternativamente, el proceso comienza en un primer nivel de potencia de prueba alto y para cada iteración disminuye el nivel de potencia de prueba en una cantidad adecuada hasta que se identifica el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica, es decir, el primer nivel de potencia de prueba en el que el tipo de turbina eólica puede funcionar sin exceder las últimas limitaciones de diseño.

En este ejemplo, el tipo dado de turbina eólica se identifica como capaz de funcionar a niveles de potencia de prueba adicionales de 1750 KW, 1775 KW y 1800 KW antes de que se exceda una limitación de diseño de uno o más componentes mecánicos a 1825 KW. Por lo tanto, el proceso identifica que el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica para este tipo de turbina es 1800 KW.

En realizaciones adicionales, como el tipo de turbina eólica no ha excedido las cargas de diseño finales para los componentes mecánicos a 1800 KW pero ha excedido las cargas de diseño finales para los componentes mecánicos a 1825 KW, entonces el proceso podría incrementar aún más iterativamente los niveles de potencia de prueba en incrementos más pequeños, por ejemplo, 5 KW para identificar si la turbina eólica podría funcionar sin exceder las cargas mecánicas de diseño final a un nivel de potencia entre 1800 KW y 1825 KW. Sin embargo, en el ejemplo actual, el nivel de potencia de 1800 KW se toma como el límite de diseño del componente mecánico del tipo de turbina eólica para este tipo de turbina eólica.

El proceso de determinar el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica se puede realizar para cualquier otro tipo de turbina eólica que se vaya a analizar. En la etapa 302 de la figura 8, las limitaciones de diseño para los componentes eléctricos en el tipo de turbina eólica pueden tomarse en cuenta o evaluarse para los límites de diseño de componentes mecánicos de turbina eólica determinados anteriormente.

En la etapa 302, se pueden tomar en cuenta los componentes eléctricos principales para asegurar que el nivel de potencia del tipo de turbina eólica determinado para los límites de diseño del componente mecánico no exceda las limitaciones de diseño de los componentes eléctricos principales del tipo de turbina eólica que se analiza. Los componentes eléctricos principales pueden incluir, por ejemplo, el generador, transformador, cables internos, contactores o cualquier otro componente eléctrico en el tipo de turbina eólica.

Sobre la base de simulaciones y/o cálculos, se determina entonces si los componentes eléctricos principales pueden funcionar al nivel de potencia máxima de tipo de turbina eólica determinado anteriormente para los límites de diseño de componentes mecánicos. Por ejemplo, el funcionamiento en el nivel de potencia límite de diseño de los componentes mecánicos puede hacer que aumente la temperatura de uno o más cables eléctricos dentro de la turbina

eólica y reducir así la capacidad de transporte de corriente eléctrica de los cables eléctricos, que está determinada por el tamaño del conductor del cable y las condiciones para la disipación térmica. Por lo tanto, la capacidad de carga actual se calcularía para las nuevas condiciones de temperatura con el fin de determinar si los cables eléctricos pueden funcionar a niveles de potencia hasta el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica. Se pueden tener en cuenta consideraciones similares para otros componentes eléctricos, por ejemplo, la temperatura de los componentes, la capacidad de los componentes, y así sucesivamente, para identificar si los componentes eléctricos pueden funcionar a niveles de potencia hasta los límites de diseño del componente mecánico.

Si se determina o se identifica que los componentes eléctricos principales pueden funcionar en los límites de diseño de componentes mecánicos determinados anteriormente, entonces, en la etapa 303 de la figura 8, para el tipo dado de turbina eólica, el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica se establece o registra como el nivel de potencia máxima para el tipo dado de turbina eólica según los límites de diseño de componentes mecánicos. Sin embargo, si se determina o se identifica que los componentes eléctricos principales no pueden funcionar en los límites de diseño de componentes mecánicos determinados anteriormente, entonces se pueden realizar más investigaciones o acciones para llegar a un nivel de potencia máxima del tipo de turbina que acomode tanto los componentes mecánicos como eléctricos.

Una vez que se ha determinado el nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica para cada tipo de turbina eólica, entonces este parámetro puede utilizarse como una restricción dentro de los métodos descritos anteriormente, para llegar a un programa de niveles de potencia máxima individual, por ejemplo, el nivel de potencia de sobrevaloración máxima, para cada turbina eólica en un WPP

Los diferentes niveles de potencia máxima individual para cada turbina eólica en un WPP son ventajosos ya que las condiciones en un WPP pueden variar en el sitio del WPP. Por lo tanto, puede darse el caso de que una turbina eólica en una ubicación en el WPP pueda enfrentar condiciones diferentes a otra turbina eólica del mismo tipo en una ubicación diferente en la WPP.

En consecuencia, las dos turbinas eólicas del mismo tipo pueden requerir diferentes niveles de potencia máxima individual, o el nivel de potencia máxima individual más bajo puede aplicarse a todas las turbinas eólicas de ese tipo en el WPP en función de la implementación preferente. Los niveles de potencia máxima individual específicos de la turbina eólica individual se determinan como parte de la determinación del programa, como se describe en el presente documento.

- **CONTROL DE SOBREVALORACIÓN**

Las realizaciones de la invención pueden aplicarse a turbinas eólicas, o a plantas de potencia eólica, que se hacen funcionar aplicando un control de sobrevaloración para determinar la cantidad de sobrevaloración a aplicar.

Un controlador de sobrevaloración genera una señal de control de sobrevaloración y la utiliza un controlador de turbina eólica para sobrevalorar la turbina. El programa de control descrito anteriormente se puede usar dentro o conjuntamente, tal controlador de sobrevaloración para establecer un límite superior en la cantidad de potencia que se puede generar por sobrevaloración. La manera específica en que se generan las señales de control de sobrevaloración no es crucial para las realizaciones de la presente invención, pero se proporcionará un ejemplo para facilitar la comprensión.

Cada turbina eólica puede incluir un controlador de sobrevaloración como parte del controlador de la turbina eólica. El controlador de sobrevaloración calcula una señal de solicitud de sobrevaloración que indica una cantidad hasta la cual la turbina debe sobrevalorar la salida de potencia por encima de la potencia de diseño. El controlador recibe datos de los sensores de la turbina, tal como el ángulo de paso, la velocidad del rotor, la salida de potencia, etc., y puede enviar comandos, tales como los puntos de ajuste para el ángulo de paso, la velocidad del rotor, la salida de potencia, etc. El controlador también puede recibir comandos de la red, por ejemplo, del operario de la red para aumentar o reducir la potencia activa o reactiva en respuesta a la demanda o una falla en la red.

La figura 9 muestra un ejemplo esquemático de una disposición de controlador de turbina en la que un controlador de sobrevaloración 901 genera una señal de control de sobrevaloración que puede ser utilizada por los controladores de turbina eólica para aplicar una sobrevaloración a la turbina. La señal de control de sobrevaloración puede generarse en función de la salida de uno o más sensores 902/904 que detectan parámetros de funcionamiento de la turbina y/o condiciones locales tales como la velocidad y dirección del viento. El controlador de sobrevaloración 901 comprende uno o más módulos de control funcionales que pueden usarse en diversos aspectos del control de sobrevaloración. Se pueden proporcionar módulos funcionales adicionales, se pueden combinar las funciones de los módulos y se pueden omitir algunos módulos.

El optimizador 907 proporciona el valor para el nivel de potencia máxima de la turbina individual según el programa determinado como se describe en el presente documento. Esto proporciona el nivel de potencia máxima al que se puede funcionar la turbina, según el programa.

Los módulos funcionales adicionales generan demandas de energía y, en general, servirán para reducir la demanda de potencia final sobre la que actúa el controlador de la turbina. Un ejemplo específico de un módulo funcional adicional es el módulo de restricciones operativas 906. La sobrevaloración aprovecha el hueco que normalmente existe entre las cargas de diseño de los componentes y las cargas experimentadas por cada turbina en funcionamiento, que habitualmente son más benignas que las condiciones simuladas del estándar CEI en las que se calcularon las cargas de diseño. La sobrevaloración hace que la demanda de potencia de la turbina aumente con vientos fuertes hasta que se alcance ya sea un límite operativo especificado por una restricción operativa (temperatura, etc.), o hasta que se alcance un límite de potencia superior que se haya establecido para evitar excedencia de las cargas de diseño de componentes. Las restricciones operativas, implementadas por el módulo de control de restricciones operativas 906, limitan la posible sobrevaloración de la demanda de potencia en función de diversos parámetros operativos. Por ejemplo, cuando existe una función de protección para iniciar un apagado cuando la temperatura del aceite de la caja de engranajes excede los 65 °C, una restricción operativa puede dictar una disminución lineal en la señal de punto de ajuste de sobrevaloración máxima posible en función de la temperatura del aceite de la caja de engranajes para temperaturas superiores a 60 °C, que alcanzan "no es posible una sobrevaloración" (es decir, una señal de punto de ajuste de potencia igual a la potencia de diseño) a 65 °C.

El nivel de potencia máxima y las demandas de potencia de los módulos funcionales se proporcionan a una función mínima, bloque 908, y se selecciona el valor más bajo. Se puede proporcionar un bloque mínimo 909 adicional que seleccione la demanda de potencia mínima del controlador de sobrevaloración 901 y cualquier otra demanda de potencia de la turbina, tal como las especificadas por un operario de la red, para producir la demanda de potencia final aplicada por el controlador de la turbina eólica.

Como alternativa, el controlador de sobrevaloración puede ser parte del controlador PPC 130 de la figura 1B, por ejemplo. El controlador PPC se comunica con cada una de las turbinas y puede recibir datos de las turbinas, tales como el ángulo de paso, la velocidad del rotor, la salida de potencia, etc. y puede enviar comandos a las turbinas individuales, tales como los puntos de ajuste para el ángulo de paso, la velocidad del rotor, la salida de potencia, etc. El PPC 130 también recibe comandos de la red, por ejemplo, del operario de la red para aumentar o reducir la salida de potencia activa o reactiva en respuesta a la demanda o una falla en la red. El controlador de cada turbina eólica se comunica con el PPC 130.

El controlador de PPC 130 recibe datos de salida de potencia de cada una de las turbinas y, por lo tanto, es consciente de la salida de potencia de cada turbina y de la planta en su conjunto en el punto de conexión a la red 140. Si es necesario, el controlador de PPC 130 puede recibir un punto de ajuste operativo para la salida de potencia de la planta de potencia en su conjunto y dividirlo entre cada una de las turbinas para que la salida no exceda el punto de ajuste asignado por el operario. Este punto de ajuste de la planta de potencia puede estar en cualquier lugar desde 0 hasta la salida de potencia de diseño de la planta. La salida de "potencia de diseño" para la planta es la suma de la salida de potencia de diseño de las turbinas individuales en la planta. El punto de ajuste de la planta de potencia puede estar por encima de la salida de potencia de diseño de la planta, es decir, toda la planta está sobrevalorada.

El PPC puede recibir una entrada directamente desde la conexión a la red, o puede recibir una señal que es una medida de la diferencia entre la salida total de la planta de potencia y la salida de la planta de potencia nominal o de diseño. Esta diferencia se puede utilizar para proporcionar la base para la sobrevaloración mediante las turbinas individuales. En teoría, solo una única turbina puede estar sobrevalorada, pero se prefiere sobrevalorar una pluralidad de turbinas, y lo más preferente es enviar la señal de sobrevaloración a todas las turbinas. La señal de sobrevaloración enviada a cada turbina puede no ser un control fijo, sino que puede ser en cambio una indicación de una cantidad máxima de sobrevaloración que puede realizar cada turbina. Cada turbina puede tener un controlador asociado, que puede implementarse dentro del controlador de la turbina o centralmente, tal como en el PPC, que implementará una o más de las funciones mostradas en la figura 9 para determinar si la turbina puede responder a la señal de sobrevaloración y, de ser así, en qué cantidad. Por ejemplo, cuando el controlador dentro del controlador de la turbina determina que las condiciones en una turbina dada son favorables y por encima de la velocidad de diseño del viento, puede responder positivamente y la turbina dada está sobrevalorada. A medida que los controladores implementen la señal de sobrevaloración, la salida de la planta de potencia aumentará.

Por lo tanto, se genera una señal de sobrevaloración, ya sea centralmente o en cada turbina individual, siendo la señal indicativa de la cantidad de sobrevaloración que pueden realizar una o más turbinas, o las turbinas de la planta de potencia en su conjunto.

- **ESTIMADORES DE USO DE VIDA ÚTIL**

Las realizaciones de la invención, como se ha descrito anteriormente, hacen uso de los Estimadores de uso de vida útil (LUE). Los estimadores de uso de vida útil se describirán ahora con más detalle. El algoritmo requerido para estimar el uso de vida útil variará de un componente a un componente y los LUE pueden comprender una biblioteca de algoritmos de LUE que incluye algunos o todos los siguientes: duración de la carga, distribución de la revolución de la carga, conteo del flujo de lluvia, daño del ciclo de estrés, daño del ciclo de temperatura, velocidad de reacción térmica del generador, velocidad de reacción térmica del transformador y desgaste del cojinete. Además, se pueden usar otros algoritmos. Como se ha mencionado anteriormente, la estimación del uso de vida útil solo puede usarse para

componentes clave seleccionados y el uso de una biblioteca de algoritmos permite seleccionar un nuevo componente para LUE y el algoritmo adecuado seleccionado de la biblioteca y los parámetros específicos establecidos para esa parte del componente.

5 En una realización, los LUE se implementan para todos los componentes principales de la turbina, incluidas las palas; cojinetes de paso; accionadores o unidades de paso; cubo; árbol principal; carcasa del cojinete principal; cojinetes principales; cojinetes de caja de engranajes; dientes de engranaje; generador; cojinetes del generador; convertidor; cable de caja de terminales del generador; unidades de guiñada; cojinete de guiñada; torre; estructura de apoyo en
10 alta mar si la hay; fundación; y devanados de transformadores. Alternativamente, se puede hacer una selección de uno o más de estos LUE.

Como ejemplos de los algoritmos apropiados, el conteo de flujo de lluvia se puede usar en la estructura de la pala, los pernos de la pala, el sistema de paso, el sistema del árbol principal, el convertidor, el sistema de guiñada, los
15 estimadores de torre y cimentación. En el algoritmo de estructura de la pala, el conteo de flujo de lluvia se aplica a la flexión de la raíz de la pala en el momento de aleteo y de lado para identificar el rango del ciclo de tensión y los valores medios y la salida se envía al algoritmo de daño del ciclo de tensión. Para los pernos de la pala, el conteo de flujo de lluvia se aplica al momento de flexión del perno para identificar el rango del ciclo de tensión y los valores medios y la salida enviada al algoritmo de daño del ciclo de tensión. En el sistema de paso, el sistema de árbol principal, los
20 estimadores de torre y cimentación, el algoritmo de conteo del flujo de lluvia también se aplica para identificar el rango del ciclo de tensión y los valores medios y la salida enviada al algoritmo de daño del ciclo de tensión. Los parámetros a los que se aplica el algoritmo de flujo de lluvia pueden incluir:

- Sistema de paso - fuerza de paso;
- Sistema del árbol principal - par del árbol principal;
- 25 - Torre - tensión de la torre;
- Cimentación - tensión de la cimentación.

En el sistema de guiñada, el algoritmo de flujo de lluvia se aplica a la torsión superior de la torre para identificar la
30 duración de la carga y esta salida se envía al algoritmo de daño del ciclo de tensión. En el convertidor, la potencia del generador y las RPM se usan para inferir la temperatura y el conteo de flujo de lluvia se usa en esta temperatura para identificar el ciclo de temperatura y los valores medios.

El uso de vida útil en los cojinetes de la pala se puede monitorizar tanto ingresando la carga de aleteo de la pala y la
35 velocidad de paso como entradas al algoritmo de duración de la carga o al algoritmo de desgaste del cojinete. Para la caja de engranajes, la duración de la revolución de carga se aplica al par del árbol principal para calcular la vida útil utilizada. Para el generador, las RPM del generador se usan para inferir la temperatura del generador que se usa como una entrada al algoritmo del generador de velocidad de reacción térmica. Para el transformador, la temperatura del transformador se infiere de la potencia y la temperatura ambiente para proporcionar una entrada al algoritmo de
40 velocidad de reacción térmica del transformador.

Siempre que sea posible, se prefiere utilizar sensores existentes para proporcionar las entradas en las que funcionan
los algoritmos. Por lo tanto, por ejemplo, es común que las turbinas eólicas midan directamente la flexión de la raíz de la pala en el momento de lado y de aleteo requerido para la estructura de la pala, el cojinete de la pala y los estimadores de los pernos de la pala. Para el sistema de paso, se puede medir la presión en una primera cámara del cilindro e inferir la presión en una segunda cámara, lo que permite calcular la fuerza de paso. Estos son solo ejemplos y otros
45 parámetros necesarios ya que las entradas pueden medirse directamente o inferirse de otras salidas de sensor disponibles. Para algunos parámetros, puede ser ventajoso usar sensores adicionales si no se puede inferir un valor con suficiente precisión.

50 Los algoritmos utilizados para los diversos tipos de estimación de fatiga son conocidos y se pueden encontrar en los siguientes estándares y textos:

Distribución de revolución de carga y duración de carga:

55 Guidelines for the Certification of Wind Turbines, Germainischer Lloyd, Sección 7.4.3.2 Fatigue Loads

Flujo de lluvia:

60 IEC 61400-1 'Wind turbines - Part 1: Design requirements, Anexo G

Suma de mineros:

IEC 61400-1 'Wind turbines - Part 1: Design requirements, Anexo G

65 Ley de potencia (decaimiento químico):

IEC 60076-12 'Power Transformers - Part 12: Loading guide for dry-type power transformers', Sección 5.

- **CONTROL DE NIVEL DE PLANTA DE POTENCIA**

5 Cualquiera de los métodos descritos en el presente documento puede realizarse a nivel de planta de potencia eólica, por lo que se genera un programa de control de la planta de potencia que comprende programas de control individuales para cada turbina eólica. Esto tiene el beneficio de permitir que se tengan en cuenta las interacciones entre turbinas en una planta de potencia dada.

10 Los cambios en la demanda de potencia/nivel de potencia de una turbina o turbinas aguas arriba afectan la salida de potencia y la tasa de acumulación de daños por fatiga de cualquier turbina en la activación de la turbina o turbinas aguas arriba. El *software* de verificación del sitio incluye información sobre el posicionamiento de las turbinas dentro de una planta de potencia eólica y tiene en cuenta las posiciones de las turbinas relativas entre sí dentro del parque eólico. Por lo tanto, los efectos de activación de las turbinas aguas arriba se tienen en cuenta en los cálculos mediante el *software* de verificación del sitio.

15 En el caso de algunas plantas de potencia eólica, la capacidad de transporte de potencia de la conexión de la planta de potencia a la red eléctrica es menor que la suma de la potencia que genera cada turbina en el caso en que todas las turbinas están generando potencia en el Nivel de potencia máxima del tipo de turbina eólica. En tales casos, los programas de control de las turbinas eólicas, o de la planta de potencia eólica, se ven restringidos aún más, de modo que, para cualquier período de tiempo dado dentro del programa, cuando se agrega la potencia de todas las turbinas, no excede la cantidad de potencia que se puede transportar en la conexión desde la planta de potencia a la red.

20 Las realizaciones descritas en el presente documento se basan en el análisis de las propiedades de la turbina y las propiedades del sitio de la turbina, en la determinación de un programa de control para una turbina. Los diversos cálculos, incluidos los realizados por el software de verificación del sitio, pueden implementarse fuera de línea, en uno o más sistemas informáticos diferentes, y el programa de control resultante se proporciona a la turbina eólica o al controlador de la planta de potencia. Alternativamente, los cálculos pueden realizarse en línea en el controlador de la turbina eólica o en el controlador de la planta de potencia.

25 Las realizaciones descritas anteriormente no son exclusivas y una o más de las características se pueden combinar o cooperar para lograr un control de sobrevaloración mejorado mediante el establecimiento de niveles de potencia máxima para cada turbina eólica en una Planta de potencia eólica que tenga en cuenta las condiciones ambientales y del sitio orientado hacia o afectando la turbina eólica.

30 Debe observarse que las realizaciones de la invención pueden aplicarse tanto a turbinas de velocidad constante como a velocidad variable. La turbina puede emplear un control de paso activo, por lo que la limitación de potencia por encima de la velocidad del viento de diseño se logra mediante los residuales, lo que implica rotar todo o parte de cada pala para reducir el ángulo de ataque. Alternativamente, la turbina puede emplear un control de bloqueo activo, que logra una limitación de potencia por encima de la velocidad del viento de diseño mediante el cabeceo de las palas en el bloqueo, en la dirección opuesta a la utilizada en el control de paso activo.

35 Aunque se han mostrado y descrito las realizaciones de la invención, se entenderá que tales realizaciones se describen solo a modo de ejemplo. Se producirán numerosas variaciones, cambios y sustituciones para los expertos en la técnica sin apartarse del alcance de la presente invención tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un método para generar un programa de control para una turbina eólica (1), indicando el programa de control el modo en que el nivel de potencia máxima de la turbina varía con el tiempo, comprendiendo el método:

5 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina (1), o uno o más componentes de la turbina, basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
 10 aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida de fatiga consumida por la turbina (1) o uno o más componentes de la turbina hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:

15 estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por la turbina (1) o el componente de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado; y
 restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;

20 en el que las restricciones de entrada incluyen una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo y la optimización incluye además variar un valor inicial para un número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes, que se va a realizar en el transcurso del programa para determinar un número máximo de reemplazos de componentes.

2. Un método según la reivindicación 1, que comprende además:
 25 optimizar el programa de control variando la temporización y el número de reemplazos de componentes hasta el número máximo.

3. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el programa de control inicial especifica la variación relativa a lo largo del tiempo del nivel de potencia máxima de la turbina hasta el cual puede funcionar la turbina (1).

30 4. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las restricciones de entrada comprenden además la salida de potencia máxima superior de la turbina (1) permitida por el diseño de la turbina y/o la salida de potencia mínima de la turbina (1).

35 5. Un método según cualquier reivindicación anterior, en el que determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina (1) o uno o más componentes de la turbina comprende:
 aplicar datos de sensores de uno o más sensores de turbina a uno o más algoritmos de estimación de uso de vida útil,
 o
 40 utilizar datos de un sistema de monitorización de condición, o
 utilizar los datos obtenidos de los sensores del parque eólico en combinación con un programa de verificación del sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los sensores y parámetros del parque eólico relacionados con el parque eólico y el diseño de la turbina eólica.

45 6. Un método según cualquier reivindicación anterior en el que la optimización del programa de control comprende:
 variar el programa de control para minimizar el costo nivelado de energía (LCoE).

7. Un método según la reivindicación 6, en el que se usa un modelo LCoE para determinar el LCoE, incluyendo el modelo parámetros para uno o más de los siguientes:

50 factor de capacidad, indicativo de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina (1) hubiera funcionado continuamente a la potencia de diseño durante ese período;
 disponibilidad, indicativo del tiempo que la turbina (1) estará disponible para generar electricidad; y
 55 eficiencia del parque, indicativa de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina (1) hubiera funcionado con viento que no estaba perturbado por las turbinas aguas arriba.

8. Un método según la reivindicación 7, en el que el modelo incluye además parámetros para uno o más de los siguientes:

60 costos asociados con el reemplazo de uno o más componentes, incluido el tiempo de inactividad de la turbina, la mano de obra y el equipo para el reemplazo de componentes, los costos de fabricación o restauración de los componentes de reemplazo y los costos de transporte de los componentes reacondicionados o de reemplazo a la planta de potencia; y
 65 costos de servicio asociados con el reemplazo de partes de desgaste.

9. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el programa de control optimizado es un programa de niveles de potencia máxima hasta el cual se puede hacer funcionar la turbina (1).
- 5 10. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, en el que el programa de control es indicativo de la cantidad de daño por fatiga en el que se debe incurrir con el tiempo, el método comprende además hacer funcionar la turbina eólica (1), basándose en uno o más LUE, incurrir en daños por fatiga a la tasa indicada por el programa de control.
- 10 11. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el programa de control indica el modo en que el nivel de potencia máxima de la turbina varía durante la vida útil de la turbina (1).
12. Un método según cualquier reivindicación anterior que comprende además proporcionar el programa de control optimizado a un controlador de turbina eólica o controlador de planta de potencia eólica para controlar la salida de potencia de una turbina eólica (1).
- 15 13. Un método según cualquier reivindicación anterior en el que el método se repite periódicamente.
14. Un controlador para una turbina eólica (1) o una planta de potencia eólica (100) configurada para realizar el método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13.
- 20 15. Un optimizador para generar un programa de control para una turbina eólica (1), indicando el programa de control el modo en que varía el nivel de potencia máxima de la turbina con el tiempo, comprendiendo el optimizador:
- 25 un módulo de optimización configurado para recibir: valores iniciales para un conjunto de variables, que son variables operativas de la turbina eólica (1) e incluyen un programa de control inicial; una o más restricciones; y datos indicativos de la vida útil restante de la fatiga actual de la turbina (1) o uno o más componentes de la turbina; en el que el módulo de optimización está configurado para:
- 30 optimizar el programa de control minimizando o maximizando un parámetro de funcionamiento recibido en el módulo de optimización que depende del conjunto de variables variando una o más de las variables desde su valor inicial según la vida útil de fatiga restante de la turbina (1) o el uno o más componentes de la turbina y la una o más restricciones; y salir del programa de control optimizado,
- 35 en el que las restricciones de entrada incluyen una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo y el módulo de optimización incluye además variar un valor inicial para un número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes, que se va a realizar en el transcurso del programa para determinar un número máximo de reemplazos de componentes.
- 40 16. Un optimizador según la reivindicación 15, que comprende además un módulo de inicialización configurado para recibir los valores iniciales para el conjunto de variables y los datos del sensor, estando configurado el módulo de inicialización para calcular un valor inicial para el parámetro de funcionamiento.
- 45 17. Un optimizador según cualquiera de las reivindicaciones 15 a 16, en el que el parámetro de funcionamiento es el costo nivelado de energía (LCoE) para la turbina (1), y optimizar el control programado comprende minimizar el costo nivelado de energía (LCoE).
- 50 18. Un optimizador según la reivindicación 17, en el que se usa un modelo LCoE para determinar LCoE, incluyendo el modelo parámetros para uno o más de los siguientes:
- 55 factor de capacidad, indicativo de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina (1) hubiera funcionado continuamente a la potencia de diseño durante ese período; disponibilidad, indicativo del tiempo que la turbina (1) estará disponible para generar electricidad; y eficiencia del parque, indicativa de la energía generada durante un período dividido por la energía que podría haberse generado si la turbina (1) hubiera funcionado con viento que no estaba perturbado por las turbinas aguas arriba.
- 60 19. Un optimizador según la reivindicación 18, en el que el modelo incluye además parámetros para uno o más de los siguientes:
- 65 costos asociados con el reemplazo de uno o más componentes, incluido el tiempo de inactividad de la turbina, la mano de obra y el equipo para el reemplazo de componentes, los costos de fabricación o restauración de los componentes de reemplazo y los costos de transporte de los componentes reacondicionados o de reemplazo a la planta de potencia; y costos de servicio asociados con el reemplazo de partes de desgaste.

20. Un controlador que comprende un optimizador según cualquiera de las reivindicaciones 15 a 19.
21. Una turbina eólica (1) que comprende un controlador según la reivindicación 20.
- 5 22. Una planta de potencia eólica (100) que comprende un controlador según la reivindicación 20.
23. Un método para generar un programa de control para una planta de potencia eólica (100) que comprende una pluralidad de turbinas eólicas (110), indicando el programa de control, para cada turbina eólica (1), el modo en que varía el nivel de potencia máxima con el tiempo, comprendiendo el método:
- 10 determinar un valor indicativo de la vida útil restante de la fatiga actual de cada una de las turbinas (1), o uno o más componentes de cada una de las turbinas (1), basándose en el sitio medido de la turbina eólica y/o datos operativos;
- 15 aplicar una función de optimización que varía un programa de control inicial de cada una de las turbinas (1) para determinar un programa de control optimizado al variar la compensación entre la captura de energía y la vida de fatiga consumida por cada una de las turbinas (1) o el uno o más componentes de la turbina de cada una de las turbinas (1) hasta que se determine un programa de control optimizado, incluyendo la optimización:
- 20 estimar la vida útil futura de la fatiga consumida por las turbinas o los componentes de la turbina a lo largo de la duración del programa de control variado basándose en la vida útil restante de la fatiga actual y el programa de control variado utilizando un programa de verificación de sitio que determina las cargas que actúan sobre los componentes de la turbina basándose en los datos obtenidos de los sensores y parámetros de la planta de potencia eólica relacionados con la planta de potencia eólica y el diseño de la turbina eólica e incluye interacciones entre las turbinas (1) de la planta de potencia eólica (100); y
- 25 restringir la optimización del programa de control según una o más restricciones de entrada;
- en el que las restricciones incluyen una vida útil mínima de la turbina eólica objetivo, para cada una de las turbinas eólicas (1), y el módulo de optimización está configurado además para variar un valor inicial para un número de reemplazos de componentes, para uno o más componentes de cada una de las turbinas eólicas (1), que se realizarán en el transcurso del programa para determinar un número máximo de reemplazos de componentes.
- 30
24. Un método según la reivindicación 23, en el que la función de optimización varía, para uno o más de los componentes de la turbina, el número de veces y/o cuando ese componente puede reemplazarse durante la vida útil restante de la turbina (1).
- 35
25. Un método según la reivindicación 23, en el que el método está restringido adicionalmente de tal manera que para cualquier período de tiempo dado dentro del programa, cuando la potencia de todas las turbinas se suma, no exceda la cantidad de potencia que puede transportarse en la conexión de la planta de potencia a la red.
- 40
26. Un controlador de planta de potencia eólica configurado para realizar el método de cualquiera de las reivindicaciones 23 a 25.

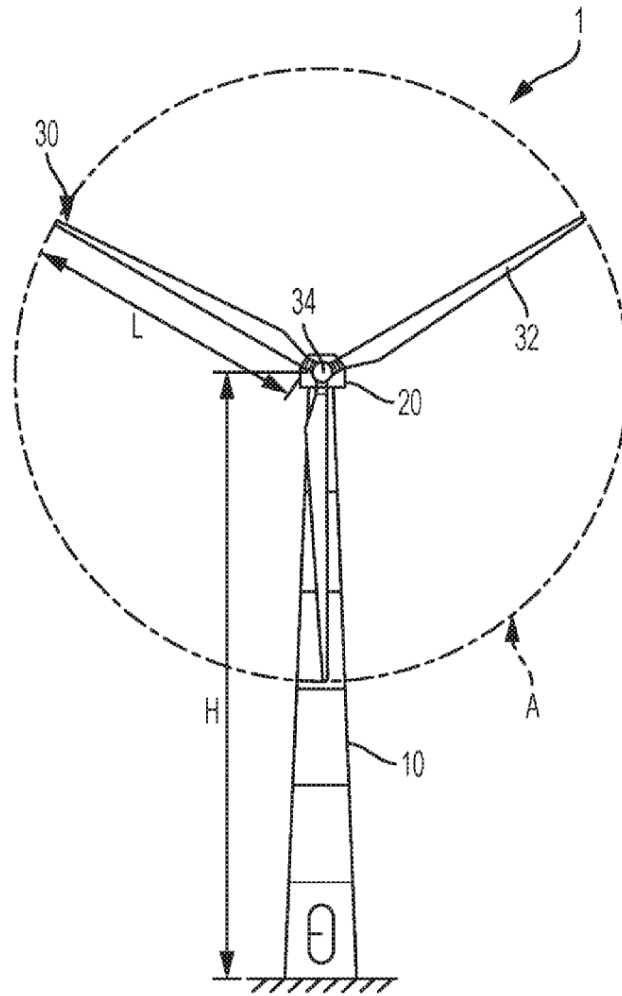


FIG. 1A

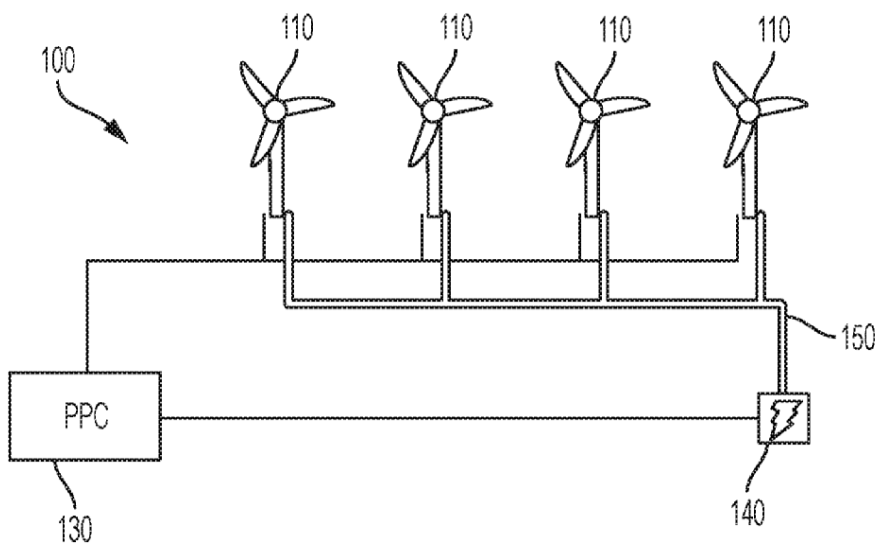


FIG. 1B

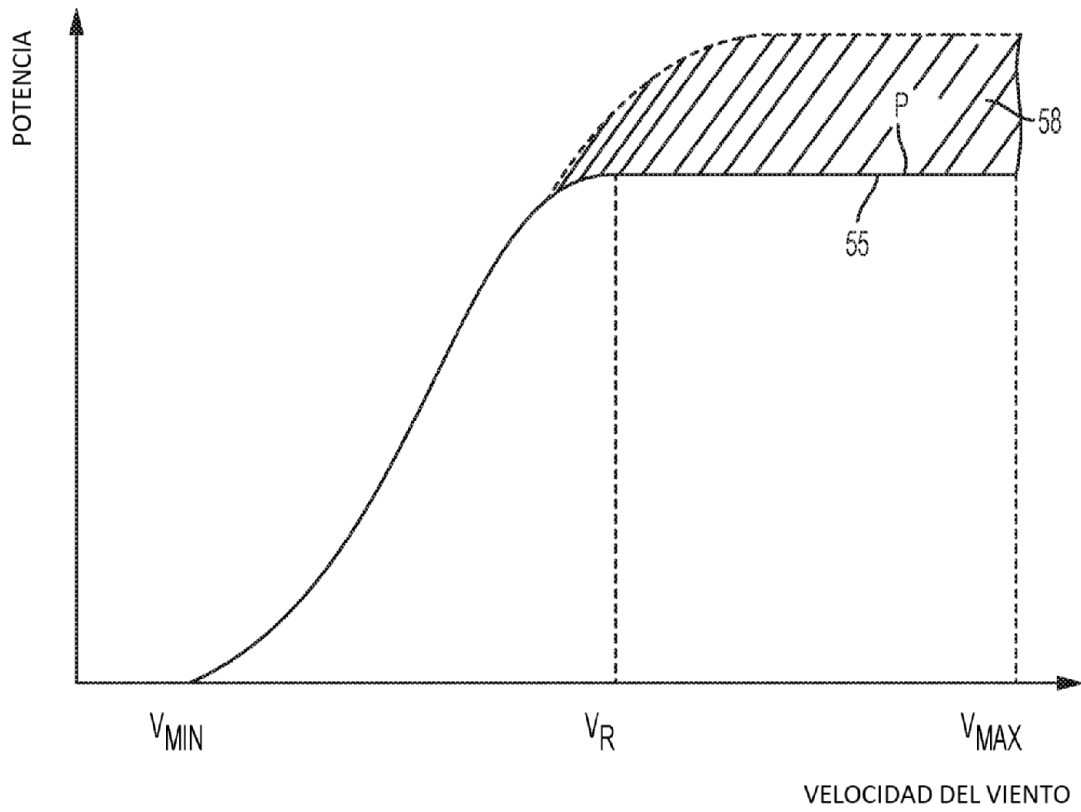


FIG. 2

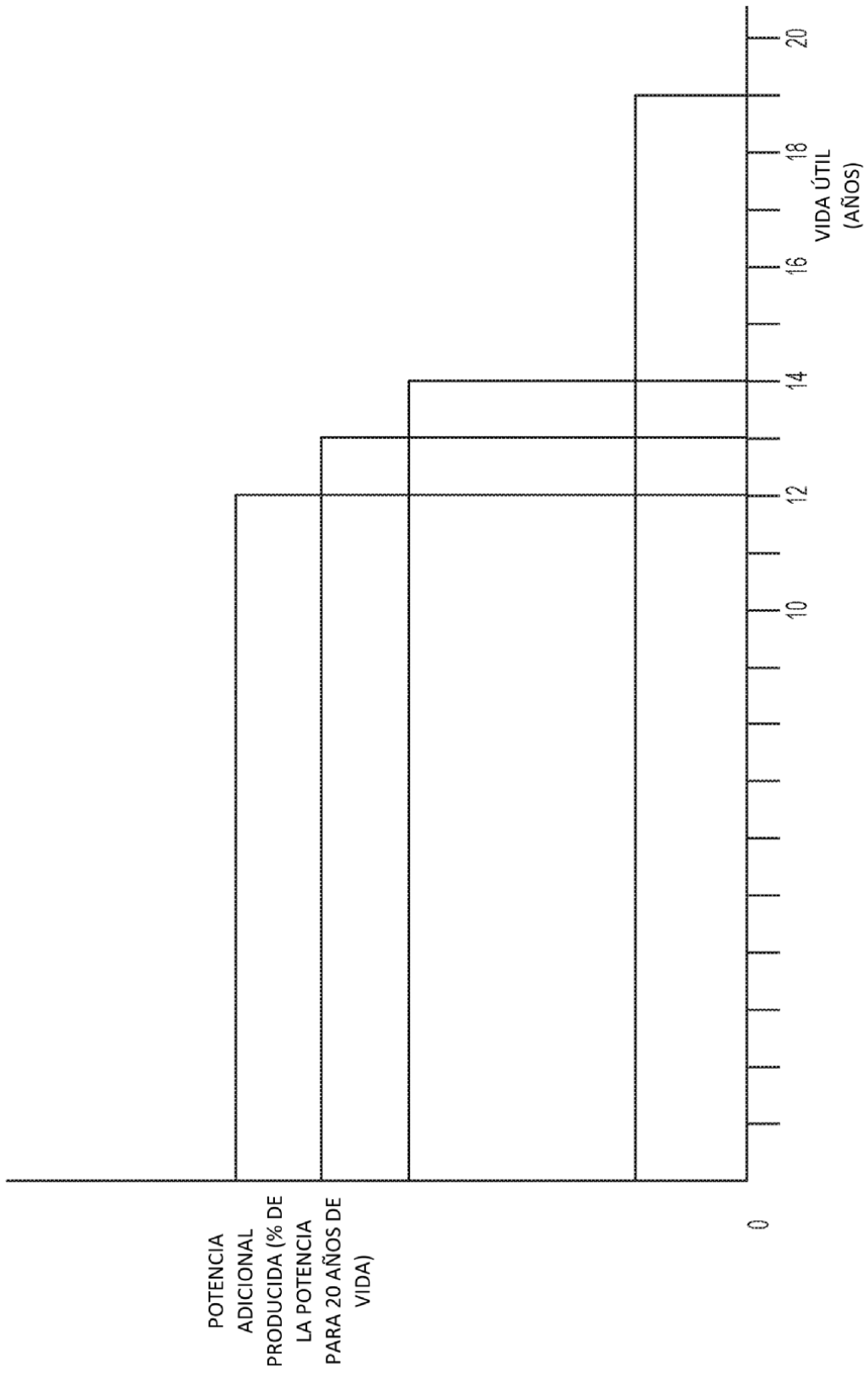


FIG. 3

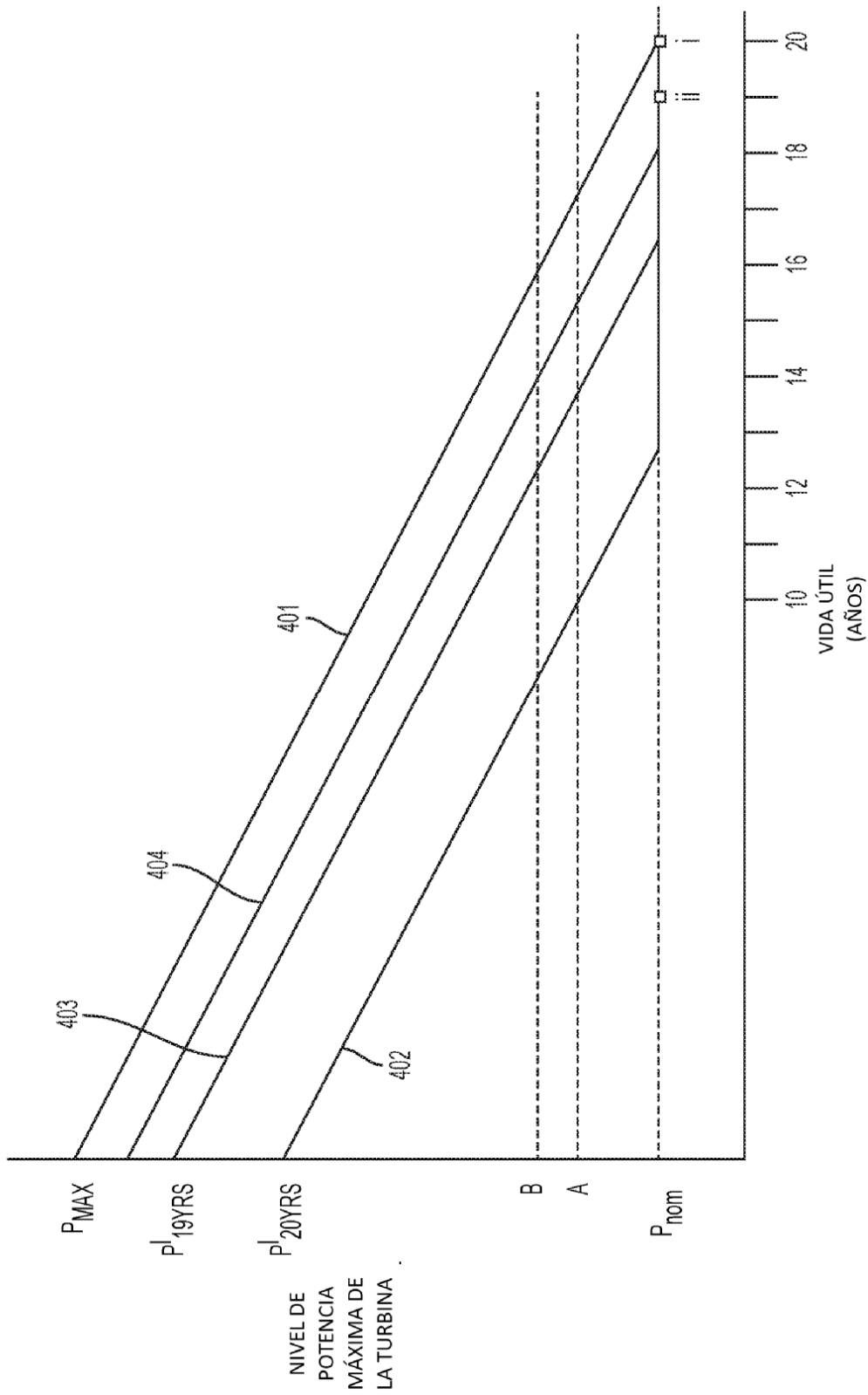


FIG. 4

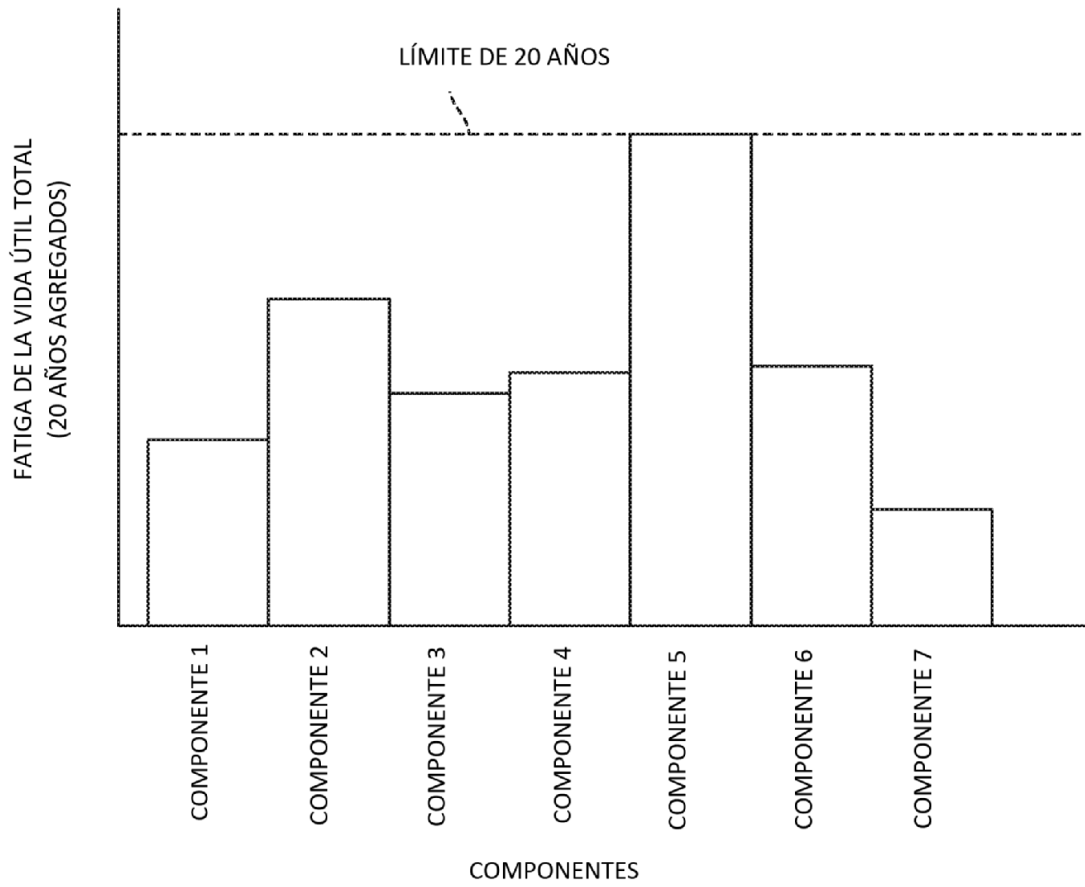


FIG. 5

COSTO DEL EFECTO ENERGÉTICO

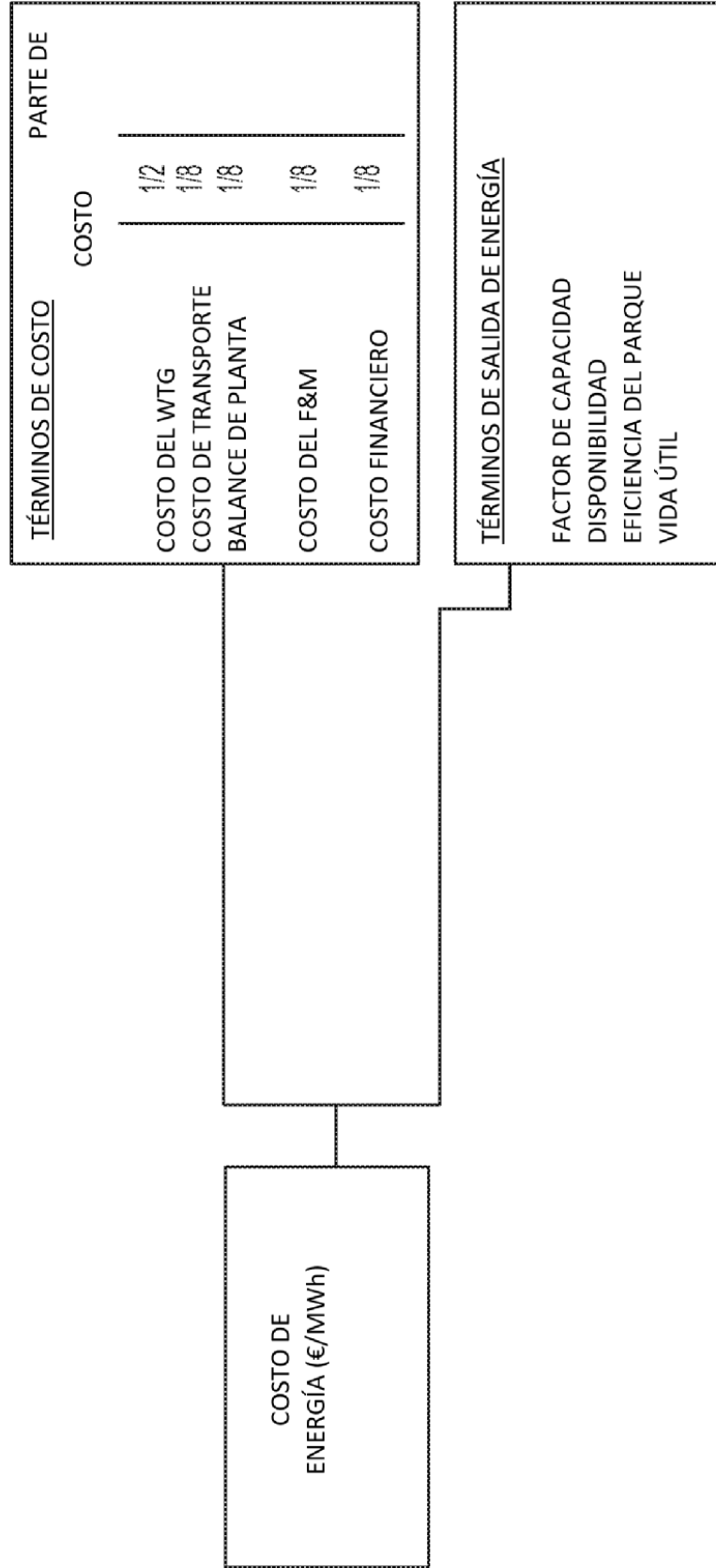


FIG. 6

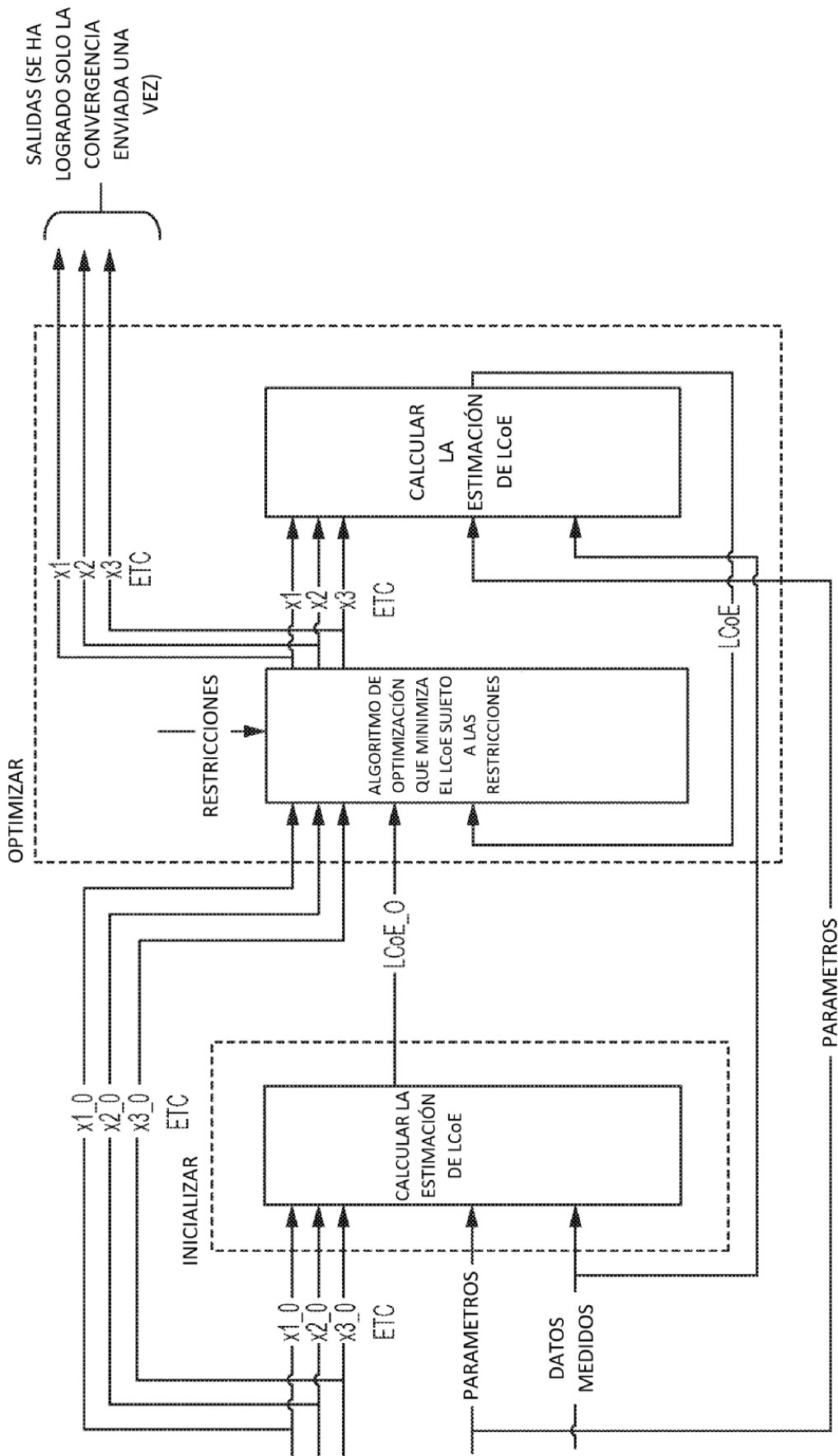


FIG. 7

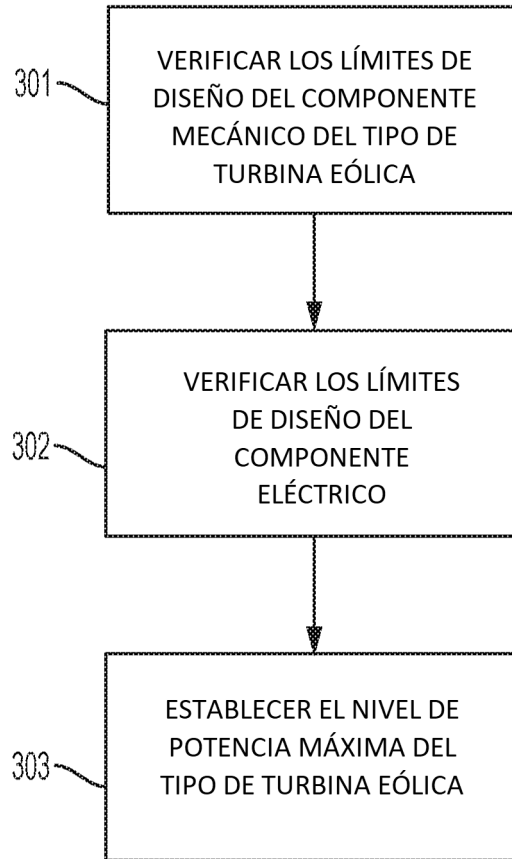


FIG. 8

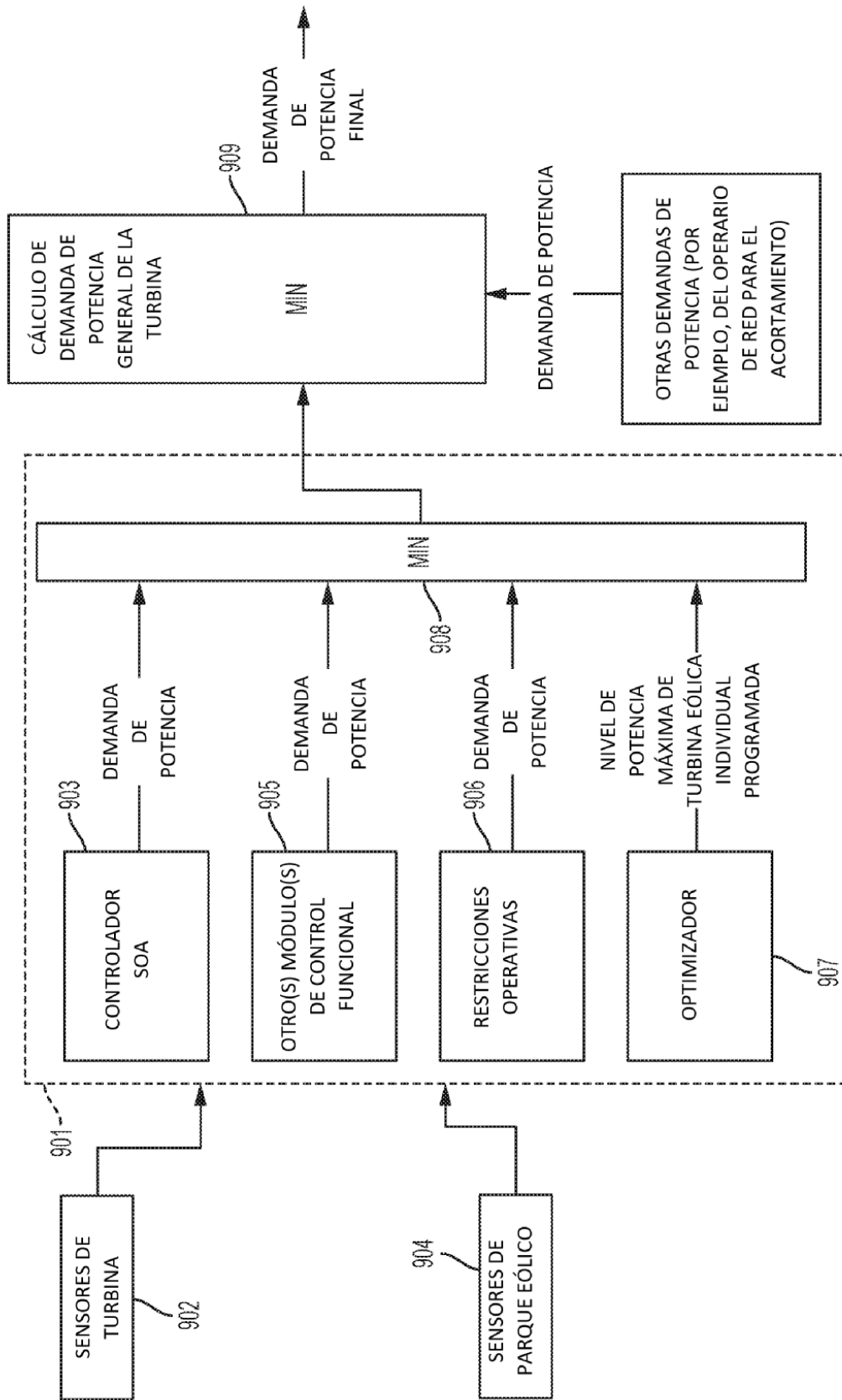


FIG. 9