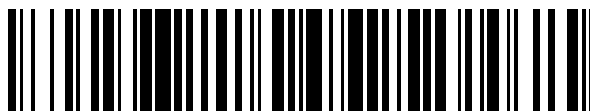


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 947 834**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **01.04.2019 PCT/EP2019/058207**

87 Fecha y número de publicación internacional: **08.10.2020 WO20200421**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.04.2019 E 19716106 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.06.2023 EP 3947961**

54 Título: **Un método para calcular la vida útil restante de los componentes de una turbina eólica operativa**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
21.08.2023

73 Titular/es:

**ACCIONA GENERACIÓN RENOVABLE, S.A.
(50.0%)
Avda. Ciudad de la Innovación, 5
31621 Sarriguren, Navarra, ES y
SENTIENT SCIENCE CORPORATION (50.0%)**

72 Inventor/es:

**RIBARIC, ADRIJAN;
GALLEGO-CALDERON, JUAN y
IRUJO ESPINOSA DE MONTEROS, MERCEDES**

74 Agente/Representante:

PONS ARIÑO, Ángel

ES 2 947 834 T3

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

DESCRIPCIÓN

Un método para calcular la vida útil restante de los componentes de una turbina eólica operativa

5 Objeto de la invención

La presente invención pertenece al campo de la evaluación y el pronóstico del estado de las turbinas eólicas y permite calcular la vida útil restante de los componentes de una turbina eólica. En particular, se refiere a un método para modelar y simular cargas reales de turbinas eólicas después de que la turbina haya sido puesta en servicio (posterior al diseño). La invención proporciona una muy buena comprensión de las fuerzas y momentos reales que se producen en las palas, el árbol principal, la torre y otros componentes. Esta invención describe un método para identificar y distinguir las condiciones operativas y sus respectivas cargas de fatiga a lo largo de la historia de una turbina. Luego, las cargas de fatiga se pueden usar para determinar la fiabilidad de los componentes individuales, así como de la turbina en general.

15 Antecedentes de la invención

Los componentes de las turbinas eólicas están diseñados para tener una vida útil de servicio de unos veinte a veinticinco años. Las fluctuaciones en los factores ambientales provocan variaciones en el patrón de carga que conducen al fallo prematuro de los componentes. Estos fallos prematuros conducen a un servicio no planificado que a menudo representa una parte importante del coste operativo para el operador del parque de turbinas eólicas.

Los programas de servicio y reparaciones no planificados reducen la productividad y aumentan los costes de mantenimiento. Los costes de mantenimiento de las turbinas eólicas aumentan a medida que pasa el tiempo. En la técnica se conocen algunos métodos para calcular la vida útil de los componentes.

El IEC 61400-1 (Requisitos de diseño) es el estándar convencional actual para calcular las cargas impulsadas en las turbinas. El objetivo principal de la norma IEC es certificar turbinas para 20 años de vida. La Vida Útil restante RUL se estima con una caracterización del viento del sitio mediante SCADA o mediciones de mástiles meteorológicos o modelos de simulación de viento (como se describe en el estándar UL 4143 o DNVGL-ST-0262 Life Time Extension LTE Standards ya aprobados y el Estándar IEC 61400-28 LTE en proceso de definición). En esos casos, se caracteriza una tendencia del viento y se calcula la vida en base a este cálculo de la tendencia del viento a nivel de parque eólico. Estas tendencias del viento no son las condiciones reales del viento y las condiciones operativas de una turbina eólica en particular, y no son un cálculo exacto y preciso de las cargas reales que se han producido y, por lo tanto, el daño real y el cálculo de las cargas futuras.

Por ejemplo, el documento US2016/0010628 divulga un método, que comprende recibir datos de instalación, datos de operación, datos ambientales y datos históricos de una turbina eólica. Se determina una pluralidad de valores de corrección correspondientes a la pluralidad de valores de daño en base a los datos de operación y los datos históricos. La pluralidad de valores de corrección incluye correcciones debidas a modos de fallo esporádicos y correcciones a la progresión de modos de fallo persistente determinados en base a los datos obtenidos durante el programa de mantenimiento. Este documento divulga un método probabilístico que compara valores de daño y modelos que comparan los datos de instalación, datos históricos y datos operativos actualizados y predecir modos de fallo persistentes o modos de fallo esporádica. Las cargas de viento reales que se producen en la turbina eólica a partir de la fecha de puesta en marcha no se modelan y no se considera explícitamente un modelo preciso del daño real debido a los momentos cortantes y de flexión de cada componente.

El documento EP 2290597 divulga un método que comprende un simulador de rendimiento que utiliza las condiciones del sitio de un parque eólico, datos de diseño de configuración de la turbina y datos de campo históricos para simular el rendimiento de la turbina eólica. Sin embargo, no considera los estados de operación de la turbina eólica en particular, y cuántos cambios de estados de operación y horas de operación en cada estado ha soportado la turbina en cada estado particular. Esto es esencial para clasificar la condición operativa histórica de la turbina eólica y las cargas correspondientes, e importante para calcular con precisión la vida útil restante de los componentes. Adicionalmente, el método divulgado para recopilar los datos no es lo suficientemente preciso, y se tomarán muchos datos inexactos y erróneos en el proceso de simulación, lo que conducirá a errores en el cálculo de daños y vida útil. El documento US 2014/088887 A1 divulga otra pieza relevante de la técnica anterior.

Descripción de la invención

En el presente documento se describe un método para calcular la vida útil restante de los componentes de una turbina eólica con el que se ha encontrado que se mitigan al menos las desventajas anteriores relacionadas con las soluciones de la técnica anterior. El método proporciona una cuantificación precisa del daño para cada componente desde el día de la puesta en servicio. Calcula con precisión la vida restante de cada componente de una turbina eólica operativa en particular, con sus propias condiciones reales de operación que comprenden su ubicación única (es decir, recurso eólico e intensidad de turbulencia y configuración de diseño).

Más en particular, de acuerdo con un primer aspecto de la invención, esta invención describe un método de acuerdo con la reivindicación independiente 1.

De acuerdo con la invención, el método comprende una etapa para identificar un número de eventos transitorios que comprende el número de veces que la turbina eólica ha cambiado de estado y un paso para obtener las cargas reales que ocurren para al menos uno de los eventos transitorios en cada intervalo de tiempo y la condición del viento del mismo en base a un modelo de simulación. Preferentemente, todos los eventos transitorios se tienen en cuenta para una estimación muy precisa de todas las cargas de fatiga durante los eventos de transición que ha sufrido cada componente de la turbina eólica.

Los eventos transitorios pueden representar tiempos cortos durante un intervalo de tiempo, pero puede tener un gran efecto sobre la carga y el daño por fatiga. Por lo tanto, una de las ventajas de esta invención es detectar con precisión estos eventos transitorios y simular la carga real para un modelo de turbina eólica operativa particular y su variación particular de la condición del viento.

Preferentemente, el estado operativo de Transición se subcategoriza en otros tres estados de operación: Arranque, Parada normal y Parada de emergencia. Sin embargo, la invención no se limita únicamente a estos estados de operación. También se puede utilizar una subcategorización más refinada, p. ej., diferentes tipos de paradas de emergencia. Sin embargo, la invención sugiere utilizar como mínimo los estados operativos mencionados.

Como se mencionó, la unidad de identificación de estado se puede lograr combinando información de la unidad detectora de estado con métricas operativas del módulo de adquisición de datos. Esto evitará una identificación de estado engañosa y permitirá manejar múltiples cambios de estado.

Preferentemente, la unidad detectora de estado forma parte del sistema de control interno de la turbina eólica y se proporciona como variable lógica para cada estado de operación.

Preferentemente, el módulo de adquisición de datos comprende, además, la variación de potencia del generador en cada intervalo de tiempo.

Como alternativa, la unidad detectora de estado podría ser un código ejecutado por elementos computacionales que identifican estados de operación desde el módulo de adquisición de datos. Por ejemplo, el código puede ser un algoritmo que al combinar los datos entregados por los sensores independientes de la unidad de adquisición de datos, p. ej., paso de pala, la energía del generador, la velocidad del rotor y la velocidad del viento, puede validar e identificar los datos que son inciertos, erróneos y/o no corresponden comparando recurrentemente datos instantáneos.

Preferentemente, la simulación de turbinas eólicas puede ser una simulación aeroelástica, un análisis multicuerpo dinámico, una simulación de elementos finitos, un modelo aeroservoelástico, o cualquier modelo que represente fielmente la turbina eólica para obtener cargas de fatiga fiables. El modelo de la turbina eólica en particular debe ejecutarse en un diseño de experimento para cada estado de operación. El modelo debe ser lo suficientemente representativo para capturar las interacciones entre todas las partes intermedias de la turbina con el viento y/o cualquier otra fuente de excitación como la estela de la tierra o las olas del mar. Esas interacciones pueden ser fuerzas inerciales, elásticas, aerodinámicas que se producen cuando la turbina está expuesta a fuentes de excitación.

Preferentemente, además de las características mencionadas anteriormente, se debe tener en cuenta el mecanismo de control de la turbina. Si se elige una simulación aeroelástica, por ejemplo, el mecanismo de control debe replicar el verdadero comportamiento de control de la turbina en particular con suficiente precisión, de modo que se capturen todas las respuestas dinámicas relevantes de la turbina.

El diseño de experimentos para cada estado de operación debe incluir todas las condiciones de viento relevantes. Esta invención no está restringida a ningún conjunto particular de condiciones de viento, pero se sugiere utilizar al menos la velocidad media del viento, la intensidad de la turbulencia, la dirección de entrada vertical (también conocida como flujo ascendente), dirección de entrada horizontal (también conocida como error de guiñada), cizalladura del viento y densidad del aire. Las unidades de todas las condiciones deben ser consistentes. La velocidad media del viento generalmente se refiere a la velocidad promedio del viento a la altura del buje de la turbina durante un período de muestra, p. ej., de 10 minutos. La intensidad de la turbulencia se puede calcular como la desviación estándar de la velocidad del viento dividida por la velocidad media del viento para el mismo período de muestra. También son aplicables otros métodos para calcular la intensidad de la turbulencia. La cizalladura del viento, también conocida como gradiente de viento, se refiere a la diferencia en la velocidad media del viento en dirección horizontal. La cizalladura del viento se puede expresar mediante la ecuación de la ley de potencia. El exponente de la ecuación se puede utilizar como valor para el diseño de experimentos. El modelo aeroelástico se simula para cada experimento. La duración de la simulación debe ser igual al intervalo de tiempo (p. ej., 10 min), más cualquier tiempo de transición que el modelo requiera para converger desde su condición inicial (por ejemplo, en reposo) al estado operativo del experimento en particular debe ser excluido de la simulación, ya que no es representativo del comportamiento real de la turbina para un experimento dado (condición de viento).

De acuerdo con la invención, el método implica, además, un cálculo de cargas equivalentes de fatiga (también denominadas cargas equivalentes de daño) para cada estado operativo y condición de viento. Esto se realiza mediante simulaciones de múltiples turbinas en múltiples intervalos de tiempo para calcular una carga equivalente de fatiga en cada estado operativo y cada condición de viento calculada para cada intervalo de tiempo para al menos un componente en una posición específica de la turbina eólica operativa.

Estos valores de carga inducirán el mismo daño a los componentes de la turbina eólica durante un intervalo de tiempo (p. ej., 10 min) que las cargas variables en el tiempo registradas originalmente. Esta invención no especifica la metodología para calcular los valores de carga equivalente de fatiga. Sin embargo, se sugiere utilizar el método de recuento de flujo de lluvia para componentes estructurales y la distribución de revolución de carga para todos los componentes de cojinetes y engranajes. Las cargas son los resultados de cada experimento. Una vez que se ejecuta el modelo de turbina para el diseño completo del experimento, las cargas equivalentes de fatiga de cada experimento se recopilan y correlacionan con sus respectivas condiciones de viento.

Preferentemente, un paso más es modelar una representación HDRM del modelo de respuesta hiperdimensional para cada estado operativo, condición del viento y un tipo de carga, como momentos de flexión, par, fuerzas de empuje, fuerzas de cizalladura o carga equivalente de fatiga en una posición específica de un componente determinado de la turbina eólica. Preferentemente, las correlaciones deberían entonces representarse mediante un modelo de superficie de respuesta hiperdimensional. Un modelo de superficie de respuesta hiperdimensional explora la relación entre varias variables explicativas y una o más variables de respuesta. En este caso, el modelo de superficie de respuesta explora las cargas equivalentes de fatiga a las condiciones del viento. Existen varias técnicas para establecer un modelo de superficie de respuesta basado en un conjunto dado de experimentos ejecutados, como la serie de Taylor, Función de base radial y Kriging. Esta invención no especifica una técnica a utilizar, sino que, en cambio, sugiere que se deben probar varias técnicas para identificar la mejor representación para la correlación. El proceso de creación de un modelo de superficie de respuesta debe repetirse para todos los estados operativos (MARCHA, INACTIVIDAD, TRANSICIÓN) para condiciones de viento iguales o similares. Esta es una forma útil de desarrollar un modelo de respuesta de hipersuperficie para diferentes modelos de turbinas, y una forma práctica de representar una estimación de las cargas equivalentes de fatiga para cualquier velocidad del viento e intensidad de turbulencia para un estado de operación particular. Esto podría hacerse para calcular o correlacionar otra turbina equivalente del mismo modelo en el mismo parque eólico o en un parque eólico diferente. Cabe destacar que el número de eventos transitorios no será el mismo dependiendo del recurso eólico, sino que el modelo de respuesta hiperdimensional para un daño por fatiga a un componente particular en un estado particular de operación y condiciones de viento para el mismo modelo de turbina eólica debería ser equivalente.

Cuál de los modelos de superficie de respuesta debe utilizarse depende del estado de operación que se identificó anteriormente en el proceso para cada intervalo de tiempo.

Preferentemente, cualquiera de las etapas anteriores podría usarse para un análisis de fiabilidad o vida útil restante para al menos un componente de la turbina eólica usando condiciones históricas de operación y cargas equivalentes de fatiga.

El método puede comprender, además, una serie temporal de cargas que experimentó la turbina desde la fecha de puesta en marcha hasta el día de hoy. Obsérvese que esto se ejecuta mediante simulaciones de múltiples turbinas en múltiples intervalos de tiempo desde la fecha de puesta en servicio para calcular una carga histórica equivalente de fatiga de serie temporal para al menos un componente de la turbina eólica operativa con precisión desde la fecha de puesta en servicio. Esto podría ser computacional y requerir mucho tiempo, por lo tanto, el modelo de superficie de hiperrespuesta puede ser un cálculo alternativo preciso y más rápido para un modelo de turbina eólica dado una vez que se calcula para un modelo de turbina eólica equivalente o, más precisamente, para la turbina eólica en particular para el que se modeló.

Preferiblemente, el método también comprende un análisis de fiabilidad o un modelo de vida útil restante para cada componente de la turbina eólica por medio de las cargas reales que ocurren desde la fecha de puesta en servicio. Más en particular, la serie temporal de carga se puede usar para un análisis de fiabilidad, como curvas de ciclo de estrés combinadas con un modelo de progresión de daño lineal o cálculo de vida útil restante (p. ej., filtro de partículas) para cada componente de turbina eólica, como en palas, el árbol principal, cojinetes, la torre y otros componentes.

La distinción clara de las cargas reales que ocurren y la duración de la carga para cada turbina y los cambios en el estado de operación permiten un análisis de carga específico de activos más granular, lo que evidencia un aumento considerable de la precisión en el rendimiento y el cálculo de la vida. El uso de datos operativos reales + la utilización de modelos de hipersuperficie permite una resolución más alta en comparación con las evaluaciones basadas en el cálculo de la condición del viento de tendencia y el modelado de turbinas eólicas en condiciones de operación de certificación.

Asimismo, la comprensión de las cargas reales permite a los OEM o a terceros proporcionar mejores diseños de adaptación a las turbinas puestas en servicio y proporciona a los operadores una mejor evaluación del riesgo de fallos, si se combina con análisis de carga a vida apropiados tales como los modelos de la presente invención.

Las cargas precisas específicas de activos son una necesidad para realizar nuevos análisis de fiabilidad para turbinas ya puestas en marcha, centrándose en el plan a largo plazo para acciones de activos, en lugar de la O&M tradicional a corto plazo.

5 Preferentemente, el enfoque mide el viento y las condiciones de operación en una serie temporal como entrada. La serie de tiempo puede tener cualquier intervalo de tiempo, pero funciona mejor usar un intervalo de tiempo de al menos 10 min (1,67 e-3 Hz) o menos. Asimismo, preferiblemente, la serie temporal de entrada debe incluir valores estadísticos para cada intervalo de tiempo, como la desviación media, mínima, máxima y estándar.

10 La fuente de la serie temporal es independiente de esta metodología, pero preferiblemente los datos de entrada se pueden tomar del Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) de la turbina eólica en particular y, si está disponible, complementarse con una torre meteorológica cercana para incluir condiciones de viento tales como cizalladura y viraje del viento, viento ascendente, la intensidad de la turbulencia y la densidad del aire.

15 Preferentemente, hay dos variables de interés que deben identificarse y que brindan información sobre el estado de la turbina durante cada punto de datos de 10 min. El primero es la cantidad de veces que la turbina ha cambiado de estado; los ejemplos se ejecutan para hacer una pausa, luego a estar listo y volver a ponerse en marcha, es decir, tres cambios de estado. El segundo es un código que indica la mayor cantidad de tiempo que la turbina pasó en un estado determinado. Cuando hay operación continua, esta característica reafirma, junto con los sensores operativos, que la turbina está operando en un estado específico. Sin embargo, podría haber múltiples cambios de estado dentro de un intervalo de tiempo.

20 Además de identificar si la turbina está produciendo energía o en condiciones de inactividad, esta invención busca identificar datos que son inciertos, es decir, información contradictoria de la unidad de detección estatal y SCADA, que está marcada o identificada como "no identificada". Asimismo, los valores perdidos o inválidos, como "Ninguno", "Nulos" o valores físicamente imposibles, se etiquetan como "basura".

30 Cada punto de datos tendrá un estado asociado (p. ej., marcha, inactividad, basura, no identificado) en el conjunto de datos. Asimismo, la naturaleza secuencial del tiempo de los estados permite la identificación de eventos de parada. Las paradas de emergencia se identifican entre las paradas en base a la variable de estado o en la información operativa. El resto de paradas identificadas se etiquetan como "paradas normales". Una transición de un estado "Inactividad" a un estado "marcha" se denomina "arranque".

35 De acuerdo con un segundo aspecto de la invención, esta invención describe un sistema para calcular la vida útil restante de los componentes de una turbina eólica modelo, de acuerdo con la reivindicación 12.

40 Preferentemente, los elementos computacionales pueden realizar cualquiera de las etapas del método descrito anteriormente en el primer aspecto de la invención.

De acuerdo con un tercer aspecto de la invención, esta invención describe un programa informático adaptado para realizar el método y cualquiera de las etapas descritas anteriormente.

45 Este método, así como el programa implementado adaptado para realizar dicho método, permiten realizar una simulación precisa del daño real en cada componente de una turbina eólica en particular que experimenta unas condiciones de viento particulares determinadas, eventos de transiciones y cargas de fatiga reales correspondientes. Por ende, se pueden realizar con precisión diseños mejorados de retroadaptación de componentes para una turbina eólica en particular en operación. Adicionalmente, se puede realizar el cambio de componentes adecuado y la sincronización de dichos cambios. Asimismo, comprender las cargas reales permite proporcionar una mejor evaluación del riesgo de fallos, si se combina con análisis apropiados de carga a la vida tales como los que describe la presente invención.

55 Las cargas precisas específicas de activos son una necesidad para realizar nuevos análisis de fiabilidad para turbinas ya puestas en marcha, centrándose en el plan a largo plazo para acciones de activos, en lugar de la O&M tradicional a corto plazo.

Descripción de los dibujos

60 Para complementar la descripción que se está realizando y para ayudar a una mejor comprensión de las características de la invención, de acuerdo con un ejemplo preferente de realización práctica de la misma, se adjunta un conjunto de dibujos como parte integral de dicha descripción en donde, con carácter ilustrativo y no limitativo, se ha representado lo siguiente:

65 Figura 1: muestra un diagrama de bloques de una realización preferida del método para calcular la vida útil de los componentes de una turbina eólica.

Figura 2: muestra un ejemplo gráfico de los datos tomados por el módulo de adquisición de datos y un ejemplo de identificación de un evento de transición por parte del módulo de adquisición de datos.

5 Figura 3: muestra un modelo de superficie de respuesta hiperdimensional de ejemplo que correlaciona las condiciones históricas reales del viento (velocidad del viento e intensidad de la turbulencia) con el momento angular equivalente de fatiga en el eje principal de baja velocidad.

Realización preferida de la invención

10 La figura 1 muestra un diagrama de bloques de una realización preferida del método descrito en el presente documento. En la realización preferida descrita, un método para calcular la vida útil restante de los componentes de una turbina eólica operativa comprende un módulo de adquisición de datos que comprende un sistema de monitorización convencional SCADA configurado para medir datos históricos reales de dicha turbina eólica operativa y una unidad de detección de estado adicional utilizada para identificar estados históricos de operación, en donde el método comprende extraer los datos históricos del módulo de adquisición de datos a intervalos de tiempo de 10 min, comprendiendo dichos datos la velocidad del viento, la potencia, la posición de cabeceo y la velocidad angular del buje. La figura 2 muestra una representación ilustrativa de los datos recopilados por dicho módulo de adquisición de datos. El siguiente paso del método de la figura 1 es identificar los estados operativos de la turbina eólica mediante la unidad de detección de estado para cada intervalo de tiempo de 10 min, comprendiendo dichos estados operativos al menos Marcha, Inactividad y Transición, donde Transición se subcategoriza aún más en Arranque, Parada normal y Parada de emergencia.

En la realización preferida descrita anteriormente, la unidad de detección de estado es una variable lógica dada por un sistema de control interno de la turbina eólica operativa.

25 Asimismo, cada estado operativo detectado para cada intervalo se valida con los datos extraídos de SCADA en cada intervalo de tiempo de 10 min y se descartan los datos inciertos o erróneos.

30 La cantidad de veces que la turbina eólica ha cambiado de estado y la mayor cantidad de tiempo que dicha turbina eólica ha pasado en un estado operativo dado durante cada intervalo de tiempo se detecta y etiqueta para cada intervalo de tiempo.

Una vez realizadas estas etapas, por lo tanto, se han recopilado datos reales y limpios para cada intervalo de tiempo y se han tenido en cuenta los estados de operación y los tiempos de los eventos de transición, se debe realizar un modelo de simulación aeroelástica para cada estado operativo identificado y la condición del viento del mismo para el modelo de turbina específico para identificar las cargas de fatiga para cada estado operativo, la condición del viento (velocidad e intensidad de la turbulencia). En una realización preferida, se realizan varios modelos de respuesta de hipersuperficie para cada condición de viento y cada estado operativo del modelo de turbina eólica. Por ende, las cargas reales que ocurren y la duración de las mismas y los eventos de transición se identifican con precisión en función de la simulación y/o el modelo de superficie de hiperrespuesta y el método para recopilar los datos descritos en este documento.

Este proceso se repite para cada intervalo de tiempo de la turbina eólica desde la fecha de puesta en servicio.

45 Como muestra la figura 1, en una realización preferida, el método comprende, además, varios modelos de superficie de respuesta hiperdimensional que correlacionan el viento y las condiciones operativas con una carga equivalente de fatiga para cada estado operativo calculado en simulación aeroelástica. Por ejemplo, la figura 3 muestra una representación ilustrativa de dicho modelo de superficie de respuesta hiperdimensional que correlaciona la velocidad del viento y la intensidad de la turbulencia con el momento angular equivalente de fatiga en el eje principal de baja velocidad para el estado operativo MARCHA.

50 Como se mencionó anteriormente, en una realización preferida el método comprende un cálculo de una carga equivalente de fatiga para cada estado operativo y cada intervalo de tiempo y para cada componente de la turbina eólica. El método de recuento de flujo de lluvia se usa para componentes estructurales y la distribución de revolución de carga se usa para todos los componentes de cojinetes y engranajes. Las cargas son los resultados de cada experimento en cada intervalo de tiempo y es una carga equivalente que debe infringir el mismo daño que las cargas dinámicas en cada intervalo de tiempo.

60 Por ende, se modela una serie de tiempo histórica que comprende un valor promedio de la condición del viento para cada intervalo de tiempo y la carga equivalente de fatiga correspondiente desde la fecha de puesta en servicio.

Asimismo, se realiza un análisis de fiabilidad o vida útil restante para cada componente de la turbina eólica utilizando la serie temporal histórica de condiciones de operación y carga equivalente de fatiga en cada intervalo.

65 Un modelo de superficie de respuesta hiperdimensional explora la relación entre varias variables explicativas y una o más variables de respuesta. En este caso, el modelo de superficie de respuesta explora las cargas equivalentes de

5 fatiga a las condiciones del viento. Existen varias técnicas para establecer un modelo de superficie de respuesta basado en un conjunto dado de experimentos ejecutados, como la serie de Taylor, Función de base radial y Kriging. Esta invención no especifica una técnica a utilizar, sino que, en cambio, sugiere que se deben probar varias técnicas para identificar la mejor representación para la correlación. El proceso de creación de un modelo de superficie de respuesta debe repetirse para todos los estados operativos (MARCHA, INACTIVIDAD, TRANSICIÓN) para condiciones de viento iguales o similares.

REIVINDICACIONES

1. Un método para calcular la vida útil restante de los componentes de un modelo de turbina eólica operativa ejecutado mediante elementos computacionales, en donde dichos elementos computacionales están acoplados comunicativamente a la turbina eólica operativa que comprende un módulo de adquisición de datos configurado para medir datos históricos reales de dicha turbina eólica operativa y una unidad de detección de estado adicional para identificar estados de operación históricos, en donde dicho método comprende:
- extraer datos históricos del módulo de adquisición de datos en un intervalo de tiempo elegido, comprendiendo dichos datos al menos la velocidad del viento, la posición de paso de las palas y la velocidad del rotor;
 - identificar estados operativos de la turbina eólica por medio de la unidad de detección de estado para cada intervalo de tiempo elegido, comprendiendo dichos estados operativos al menos Marcha, Inactividad y Transición, que a su vez comprende: Arranque, Parada Normal y Parada de emergencia;
 - validar los estados operativos identificados con los datos extraídos del módulo de adquisición de datos en cada intervalo de tiempo, identificar y descartar datos inciertos que no coinciden;
 - identificar una serie de eventos transitorios que comprendan el número de veces que la turbina eólica ha cambiado de estado,
 - identificar un estado operativo prevaleciente que comprende el estado en el que ha pasado la mayor cantidad de tiempo dicha turbina eólica durante el intervalo de tiempo elegido de la misma;
 - identificar la condición del viento, comprendiendo dicha condición del viento al menos la velocidad media del viento y la intensidad de la turbulencia en el intervalo de tiempo elegido;
 - repetir las etapas anteriores para múltiples intervalos de tiempo,
- en donde el método comprende, además, realizar múltiples simulaciones para los múltiples intervalos de tiempo elegidos para calcular una carga equivalente de fatiga, consistiendo dichas simulaciones en la obtención de las cargas para el modelo de turbina eólica correspondientes a la condición de viento para:
- el estado operativo prevaleciente identificado y la duración del mismo en cada intervalo de tiempo y
 - los eventos transitorios identificados en cada intervalo de tiempo de los mismos.
2. Método para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende varios modelos de respuesta hiperdimensional, cada uno de dichos modelos de respuesta incluye todas las cargas de fatiga para un estado operativo, un componente de carga que comprende fuerzas y/o momentos para una posición específica del modelo de turbina eólica.
3. Método para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende múltiples cálculos de cargas de fatiga en múltiples intervalos de tiempo desde la fecha de puesta en marcha para calcular una carga equivalente de fatiga histórica de serie temporal para al menos un componente de carga que comprende fuerzas y/o momentos para una posición específica del modelo de turbina eólica.
4. Método para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende, además, un análisis de fiabilidad o vida útil restante de al menos un componente de la turbina eólica utilizando condiciones de operación históricas y carga equivalente de fatiga.
5. Método para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el modelo de simulación es una simulación aeroelástica.
6. Método para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, en donde la unidad de detección de estado es una variable lógica dada por un sistema de control interno de la turbina eólica operativa.
7. Método para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el módulo de adquisición de datos comprende datos de potencia de generador en cada intervalo de tiempo.
8. Método para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 7, en donde la unidad de detección de estado es un código independiente ejecutado por elementos computacionales que identifican estados de operación desde el módulo de adquisición de datos.
9. Método para calcular la vida restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el intervalo de tiempo es de 10 min o menos.
10. Método para calcular la vida restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el módulo de adquisición de datos es un sistema convencional de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) de la turbina eólica.
11. Método para calcular la vida restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende, además, una medición del estado del viento en cada intervalo de tiempo desde una torre meteorológica cercana.

12. Un sistema para calcular la vida útil restante de los componentes de un modelo de turbina eólica operativa, que comprende al menos dicho modelo de turbina eólica que comprende un módulo de adquisición de datos configurado para medir datos históricos reales de dicha turbina eólica operativa, una unidad de detección de estado para identificar estados de operación históricos, en donde dicho sistema comprende elementos computacionales acoplados comunicativamente al mismo:
- para extraer datos históricos del módulo de adquisición de datos en un intervalo de tiempo elegido, comprendiendo dichos datos al menos la velocidad del viento, la posición de paso de las palas y la velocidad del rotor;
 - para identificar estados operativos de la turbina eólica por medio de la unidad de detección de estado para cada intervalo de tiempo elegido, comprendiendo dichos estados operativos al menos Estados de Marcha, Inactividad y en transición que a su vez comprende: Arranque, Parada Normal y Parada de emergencia;
 - para validar los estados operativos identificados con los datos extraídos del módulo de adquisición de datos en cada intervalo de tiempo, identificar y descartar datos inciertos que no coinciden;
 - para identificar un número de eventos transitorios que comprende el número de veces que la turbina eólica ha cambiado de estado,
 - para identificar un estado operativo prevaleciente que comprende el estado en el que ha pasado la mayor cantidad de tiempo dicha turbina eólica durante el intervalo de tiempo elegido;
 - para identificar la condición del viento, comprendiendo dicha condición del viento al menos la velocidad media del viento y la intensidad de la turbulencia en el intervalo de tiempo elegido;
 - para repetir las etapas anteriores durante múltiples intervalos de tiempo; y
 - para realizar múltiples simulaciones para múltiples intervalos de tiempo para calcular una carga equivalente de fatiga, consistiendo dichas simulaciones en la obtención de las cargas para el modelo de turbina eólica correspondientes a la condición de viento para:
 - el estado operativo prevaleciente identificado y la duración del mismo en cada intervalo de tiempo y
 - los eventos transitorios identificados en cada intervalo de tiempo de los mismos.
13. Un sistema para calcular la vida útil restante de los componentes de acuerdo con la reivindicación 12, en donde los elementos computacionales pueden realizar el método de una cualquiera de las reivindicaciones 1-11.
14. Un programa informático, que, cuando se ejecuta en un ordenador, está adaptado para realizar el método de una cualquiera de las reivindicaciones 1-11.
15. Programa informático de acuerdo con la reivindicación 14, incorporado en un medio de almacenamiento.

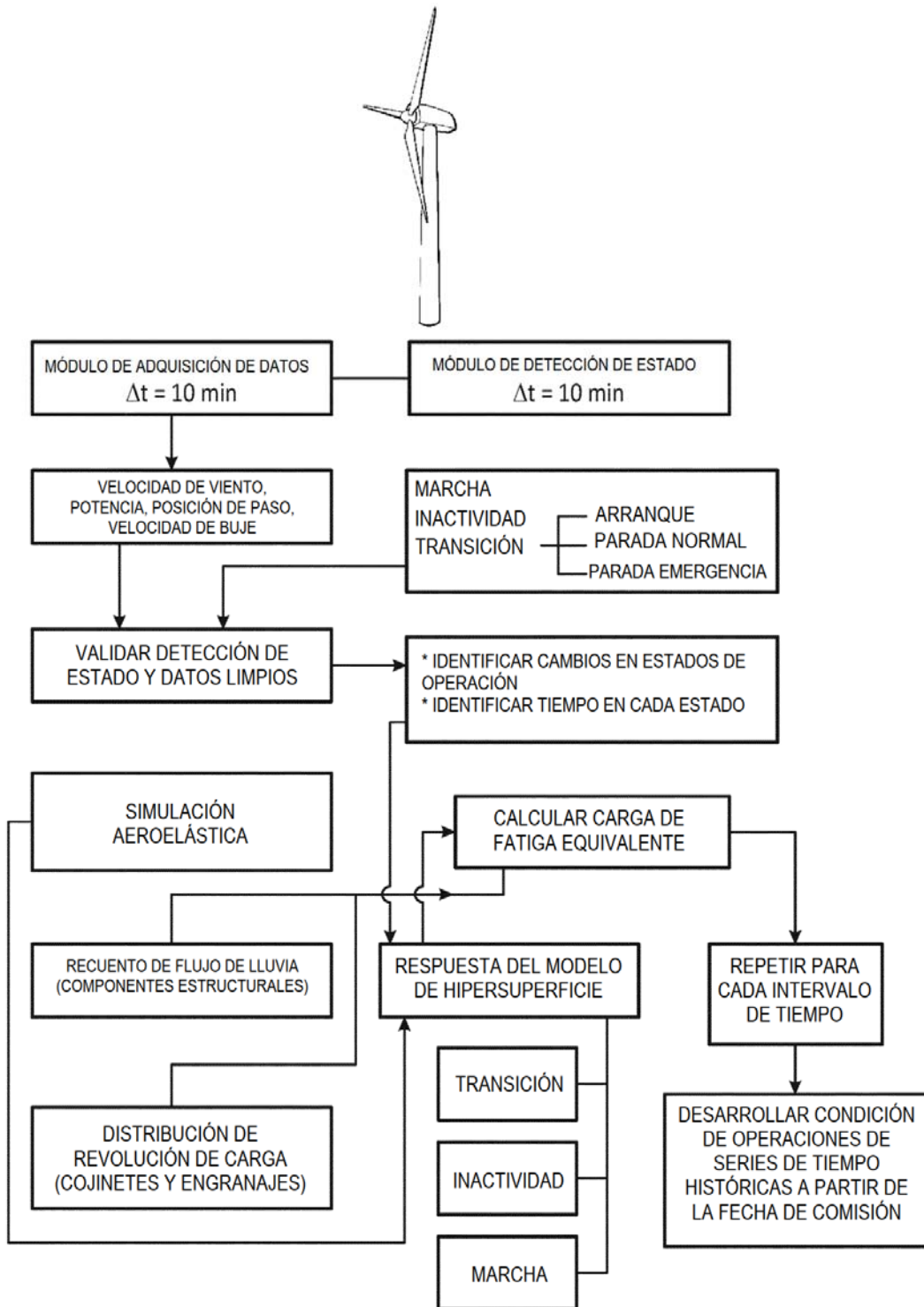


FIG. 1

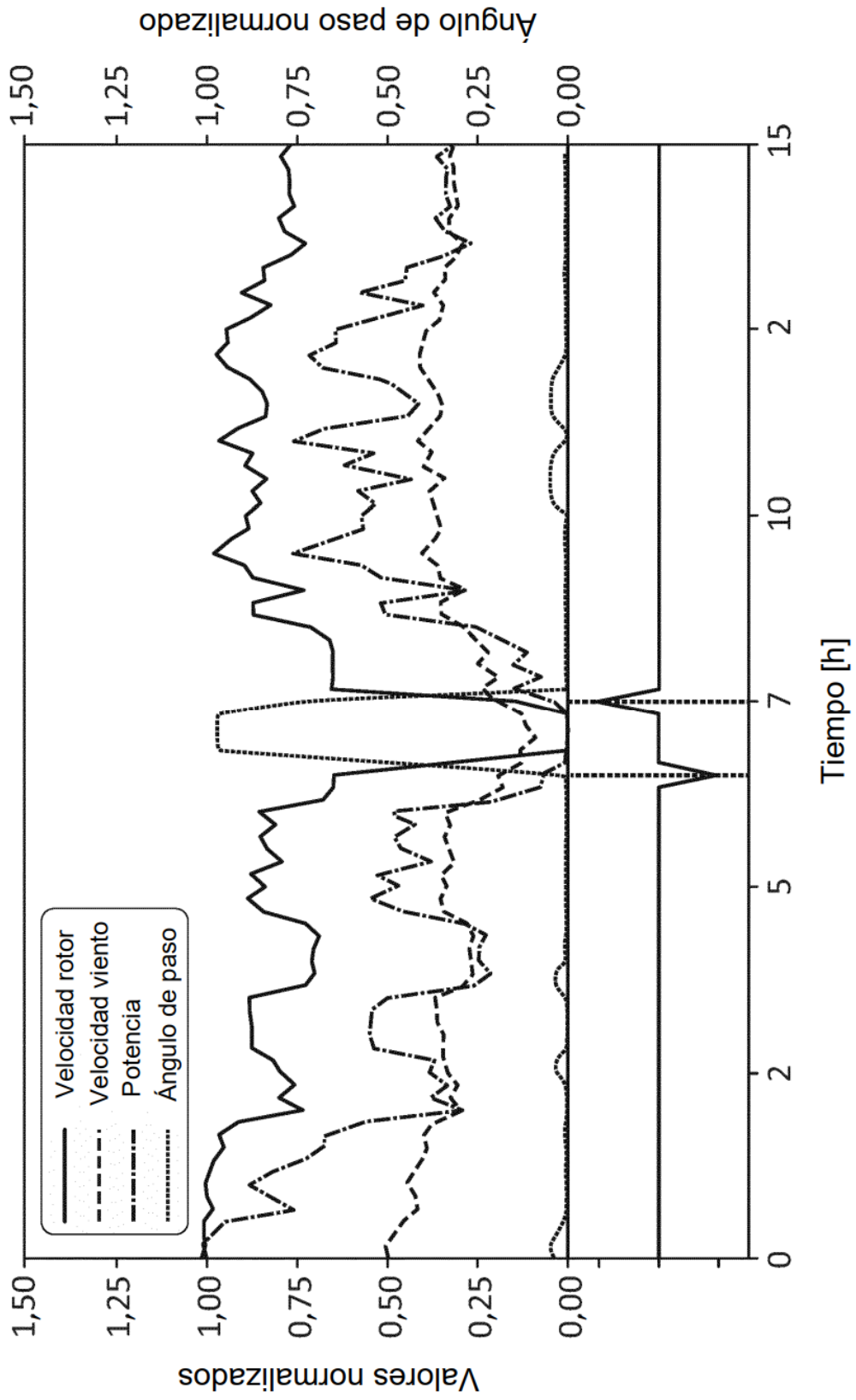


FIG. 2

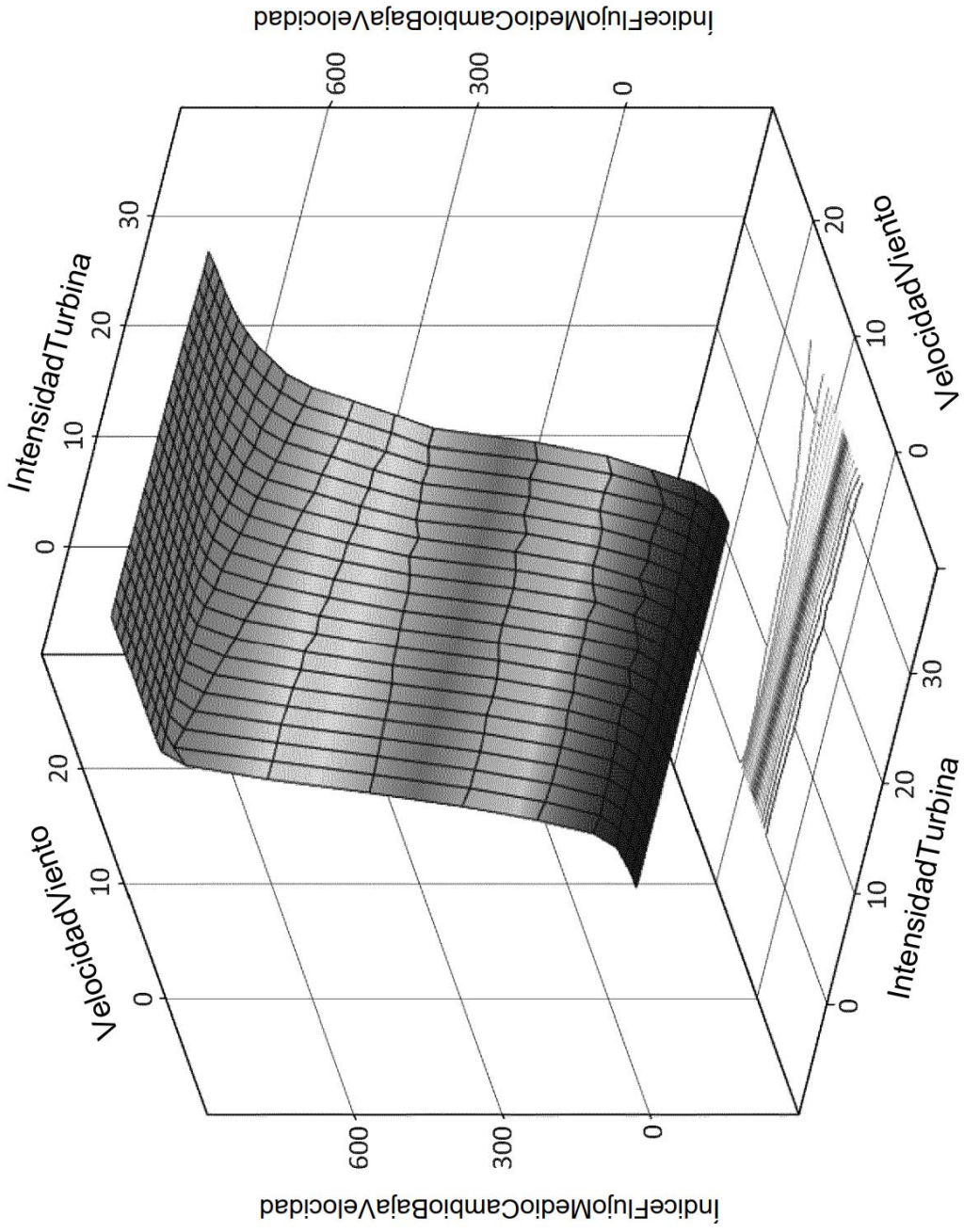


FIG. 3