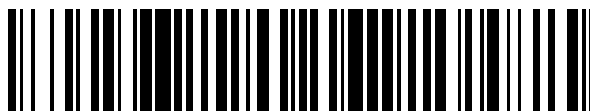


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 759 318**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **01.12.2015** **PCT/EP2015/078174**

87 Fecha y número de publicación internacional: **30.06.2016** **WO16102154**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.12.2015** **E 15802119 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.09.2019** **EP 3237752**

54 Título: **Funcionamiento óptimo de parque eólico**

30 Prioridad:

23.12.2014 EP 14200106

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

08.05.2020

73 Titular/es:

ABB SCHWEIZ AG (100.0%)
Brown Boveri Strasse 6
5400 Baden, CH

72 Inventor/es:

FRANKE, CARSTEN;
KULKARNI, KEDAR;
TIMBUS, ADRIAN;
POLAND, JAN;
MASTELLONE, SILVIA y
ZHANG, YAN

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 759 318 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

Funcionamiento óptimo de parque eólico

Campo de la invención

5 La invención se refiere al funcionamiento de parques eólicos que incluyen una pluralidad de turbinas eólicas, en particular, a un procedimiento de funcionamiento de un parque eólico con una turbina eólica ascendente y una turbina eólica descendente.

Antecedentes de la invención

10 Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. En un parque eólico, la primera fila de turbinas que se encuentra con la velocidad del viento de flujo libre puede extraer potencialmente la energía máxima del viento. Sin embargo, debido a esta extracción de energía por tales turbinas ascendentes o contra el viento, las turbinas descendentes o a favor del viento experimentan velocidades de viento más bajas y condiciones de viento turbulentas debido al movimiento de rotación de las palas del rotor de las turbinas contra el viento. Este fenómeno, ampliamente conocido como "efecto de estela", puede tener el siguiente impacto: (a) la cantidad de energía eléctrica obtenida por las turbinas a sotavento se reduce considerablemente ya que la energía generada por las turbinas eólicas es proporcional al cubo de la velocidad del viento, y (b) la vida útil de la turbina eólica descendente se reduce ya que las turbulencias inducidas por la estela aumentan el desgaste de los componentes en las turbinas a sotavento.

15 Con el fin de minimizar el impacto de los efectos de la estela, el diseño de la turbina de un parque eólico está diseñado de tal manera que haya una interacción reducida de estela basada en la información estadística sobre la velocidad y dirección del viento en el parque. Sin embargo, puede ser difícil o incluso imposible reducir el impacto de las estelas en tiempo real cuando la propagación de estelas depende del cambio dinámico de las direcciones y velocidades del viento.

20 La gestión convencional de parques eólicos se basa principalmente en el control local. Es decir, un controlador de parque eólico solo envía puntos de ajuste con respecto a la generación de energía activa y reactiva a turbinas eólicas individuales y, a continuación, intenta variar estos puntos de ajuste para satisfacer la demanda en el punto de acoplamiento común con la red eléctrica. Sin embargo, las interacciones de estela no se tienen en cuenta en el envío de estos puntos de ajuste. Además, el control local en cada turbina eólica individual optimiza la generación de energía activa y reactiva solo localmente. Por lo tanto, si bien el control local puede ser beneficioso en un nivel de turbina individual, puede no maximizar la energía desde la perspectiva de un parque, debido a las interacciones de estela aerodinámicas antes mencionadas.

25 El control local de cada turbina eólica localmente se basa principalmente en tres tipos de actuadores mecánicos o parámetros de funcionamiento de la turbina eólica que incluyen control de guiñada, control de inclinación y control de par. Dependiendo de la configuración de estos actuadores, la turbina puede extraer diferentes cantidades de energía, pero estas configuraciones también influyen directamente en las estelas resultantes y, por lo tanto, en la posible generación de energía en las turbinas a favor del viento. Por lo tanto, la generación de energía general para todo el parque eólico puede mejorarse aún más si se garantiza un comportamiento coordinado.

30 Cualquier solución a nivel de parque eólico debe ser capaz de controlar todas las turbinas para mejorar la extracción de energía en general, y para ese propósito, tener en cuenta las interacciones de estela aerodinámica entre las turbinas. Varios estudios proponen diferentes vías para minimizar la interacción de estela, mejorando así el rendimiento operativo del parque. Por ejemplo, controlar la cantidad de energía extraída por las turbinas contra el viento influye en la energía eólica disponible para las turbinas a favor del viento. Los actuadores o parámetros de control incluyen el factor de inducción axial, por ejemplo controlando el paso de la pala y el par del generador, la desalineación de guiñada o ambas. El control de tono y par se usa comúnmente en la mayoría de las turbinas modernas de eje horizontal de velocidad variable bajo una perspectiva de seguimiento de punto de máxima potencia. La guiñada de la turbina contra el viento desviará de forma deliberada la estela detrás de la turbina ascendente de tal manera que la turbina descendente solo esté parcialmente ubicada o ya no se encuentre en la estela de la turbina ascendente. Como resultado, la turbina a favor del viento puede capturar más energía, aumentando así la captura de energía a nivel del parque.

35 La solicitud de patente EP 1790851 A2 describe un procedimiento para el funcionamiento de un parque eólico que incluye una unidad de control central que recibe datos de cada una de una pluralidad de turbinas eólicas del parque. Estos datos se utilizan para predecir el impacto de la carga en las turbinas descendentes. Las señales de control a las turbinas seleccionadas se transmiten posteriormente para minimizar el impacto de la carga en las turbinas descendentes y/o para reducir la carga de fatiga de las turbinas ascendentes y para aumentar la captura de potencia de las turbinas descendentes. Los datos recibidos por la unidad de control central comprenden mediciones de velocidades y direcciones del viento en cada torre de turbina. La unidad de control central puede usar un cambio medido en las condiciones del viento en una turbina ascendente para enviar demandas de control avanzado a una turbina descendente. Se sugiere además utilizar el conocimiento de las interacciones de estela para tomar decisiones de control minimizando las cargas.

La solicitud de patente EP 2557311 A1 describe otro procedimiento para el funcionamiento de un parque eólico, en el que la predicción del clima en combinación con un modelo de estela se utiliza para optimizar la producción de energía.

Descripción de la invención

5 Es un objetivo de la invención mejorar el funcionamiento de un parque eólico bajo consideración de un pronóstico de la condición del viento. Un procedimiento y un controlador según las reivindicaciones independientes logran este objetivo. Las realizaciones preferidas son evidentes a partir de las reivindicaciones de patente dependientes.

Según la presente invención, un cambio o adaptación en los parámetros operativos que resulta, bajo un punto de vista puro de minimización del efecto de estela, en una mayor generación de energía en condiciones de viento pronosticadas, puede cuestionarse si un gasto o esfuerzo para cambiar los parámetros se tiene debidamente en cuenta. En otras palabras, la turbina ascendente se opera con valores de parámetros operativos modificados solo si el gasto para cambiar los parámetros operativos es realmente mayor que un aumento de producción de energía esperado. En particular, si las condiciones pronosticadas del viento deben indicar un retorno a las condiciones del viento anteriores, se puede suprimir un cambio correspondiente de valores de parámetros operativos para minimizar los efectos de la estela durante un período de transición de condiciones cambiadas del viento. Un sistema de control de ángulo de guiñada ejemplar puede evitar movimientos de guiñada frecuentes y/o menores que afectarían excesivamente a la vida útil de un componente o incluso provocarían daños en el actuador.

Específicamente, en un parque eólico con una turbina eólica ascendente y una turbina eólica descendente, la turbina ascendente se opera con, o de acuerdo con, un valor actual o presente del parámetro de funcionamiento ascendente en condiciones de viento actuales. El parámetro de funcionamiento es uno de un ángulo de guiñada indicativo de una alineación entre una dirección del viento en la turbina ascendente y un eje del rotor de la turbina ascendente, un ángulo de inclinación indicativo de una alineación entre la dirección del viento y una orientación de la pala del rotor, un par generador o una velocidad del rotor, y las condiciones del viento incluyen una velocidad del viento y una dirección del viento. Un procedimiento para el funcionamiento del parque eólico comprende las siguientes etapas: Obtención, para cada intervalo de tiempo, o etapa de tiempo, de una secuencia de intervalos de tiempo de un período de tiempo pronosticado, condiciones pronosticadas del viento en la turbina eólica ascendente y en la turbina eólica descendente.

Determinación de una secuencia de parámetros de funcionamiento ascendente candidata con un valor de parámetro de operación ascendente para cada uno de los intervalos de tiempo de la secuencia de intervalos de tiempo que minimiza, si la turbina ascendente se opera en consecuencia, un efecto de estela en la turbina descendente durante el período de tiempo de pronóstico y bajo el pronóstico de las condiciones del viento.

30 Estimación de un gasto de cambio de parámetro indicativo o incurrido por un cambio desde el valor actual del parámetro de operación ascendente a un primer valor de parámetro de operación ascendente de la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata y opcionalmente indicativo de cambios de valor de parámetro adicionales en la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata. El gasto de cambio de parámetro puede incluir una energía requerida para operar un motor de accionamiento u otro actuador para mover o ajustar gradualmente las piezas de la turbina tales como la góndola (ángulo de guiñada) o las palas del rotor (ángulos de inclinación) según el cambio en el parámetro de operación, o incluir un coste correspondiente. El gasto por cambio de parámetros puede ser respectivo al desgaste de los componentes, incluidos los efectos de fatiga, que sufre el motor de accionamiento y/o las piezas móviles de la turbina, y puede incluir específicamente el desgaste de los cojinetes de guiñada resultantes de los momentos de carga mecánica debido a la inercia, la fricción y los momentos giroscópicos ejercidos sobre los cojinetes de guiñada en el caso de un rotor de turbina de guiñada. El desgaste de los componentes puede incluir una reducción en la energía generada durante una vida útil disminuida del motor de accionamiento y/o partes móviles de la turbina, o puede incluir una reducción correspondiente en las ganancias. Alternativamente, el gasto puede incluir un coste de mantenimiento o reemplazo prematuro del motor de accionamiento y/o partes móviles de la turbina.

45 Estimación de la productividad o producción del parque eólico, durante el período de tiempo de pronóstico si la turbina ascendente se opera bajo las condiciones de viento pronosticadas con el valor actual del parámetro de operación ascendente o según la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata, respectivamente. La productividad incluye una cantidad de energía eléctrica generada o ganancias correspondientes.

50 Cálculo de la ganancia de productividad del parque eólico como una diferencia entre la productividad del parque eólico según la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata y la productividad del parque eólico con el valor actual del parámetro de operación ascendente.

55 Funcionamiento de la turbina ascendente, en un primer intervalo de tiempo de la secuencia de intervalos de tiempo, según al menos un primer valor de parámetro de operación ascendente de la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata si la ganancia de productividad excede el gasto de cambio de parámetro, y con el valor de parámetro de operación ascendente actual si el gasto de cambio de parámetro excede la ganancia de productividad.

En una realización preferida, el procedimiento tiene en cuenta un aumento en las cargas de fatiga de la turbina ascendente causado por la desalineación del rotor de la turbina con la dirección del viento. Este último puede inducir

variación de carga azimutal en la turbina eólica ascendente y tensión mecánica en el rotor, lo que a su vez afecta a la vida útil de la turbina ascendente. Específicamente, el procedimiento comprende además las siguientes etapas:

Estimación de un efecto de fatiga de la turbina eólica ascendente si se opera según la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata en lugar de con el valor actual del parámetro de operación ascendente, bajo las condiciones de viento pronosticadas durante el período de tiempo pronosticado. El efecto de fatiga puede incluir una reducción en la energía generada durante la vida útil de la turbina, estimada por ejemplo en base a datos históricos, o puede incluir una reducción correspondiente en las ganancias. Alternativamente, el efecto de fatiga puede incluir un coste de mantenimiento o reemplazo prematuro de la turbina o de sus partes giratorias. Un trabajo de Juelsgaard, M. et al. titulado "Control de despacho de parques eólicos para el seguimiento de la demanda y la fatiga minimizada", Control de plantas de energía y sistemas de energía, Volumen # 8 | Parte # 1, páginas 381-386 (2012), DOI 10.3182/20120902-4-FR-2032.00068, describe modelos de fatiga ejemplares en turbinas eólicas.

El funcionamiento de la turbina ascendente se basa en un balance de pronóstico que incluye la ganancia de productividad, el gasto por cambio de parámetros y el efecto de fatiga. Específicamente, el efecto de fatiga se puede restar del gasto de cambio o agregarse a la ganancia de productividad.

En una realización preferida, el período de tiempo de pronóstico tiene una longitud o duración que excede en gran medida la duración de una operación de actuador para ejecutar un cambio típico en el valor del parámetro de operación ascendente, y está limitado por una fiabilidad del pronóstico de la condición del viento. Con tasas de cambio de ángulo de guiñada de menos de un grado por segundo, la duración del período de tiempo de pronóstico es, por lo tanto, superior a diez segundos, preferiblemente entre un minuto y una a tres horas, con intervalos de tiempo de uno a cinco minutos. Se entiende que el efecto de estela, el gasto por cambio de parámetros, la ganancia de productividad y el efecto de fatiga pueden evaluarse e integrarse o promediarse adecuadamente, durante el período de pronóstico, con un intervalo de tiempo o tamaño de etapa dependiendo de la aspereza de los datos de pronóstico de la condición del viento.

En un ejemplo específico, la presente invención considera el ángulo de guiñada como el parámetro de operación ascendente, y la turbina ascendente se opera con un ángulo de guiñada γ_0 bajo condiciones de viento actuales. Un controlador de parque eólico está adaptado para comunicarse con un controlador local en la turbina ascendente y configurado para recibir condiciones de viento futuras durante un período de tiempo predeterminado basado en un pronóstico de viento para el parque eólico. El controlador del parque eólico está más adaptado para calcular un ángulo de guiñada γ_C para minimizar los efectos de estela de la turbina a favor del viento en condiciones de viento futuras, y para determinar un coste por cambiar el ángulo de guiñada de γ_0 a γ_C bajo consideración de la participación del motor de accionamiento, así como los efectos de desgaste y fatiga en la turbina ascendente. El controlador del parque eólico está adaptado para calcular la producción de energía P_0 y P_C del parque eólico en las condiciones de viento futuras en el período de tiempo predeterminado, suponiendo que la turbina ascendente funcione con el ángulo de guiñada γ_0 y γ_C respectivamente, y para establecer el ángulo de guiñada en γ_C si el coste es menor que una ganancia de un incremento de producción de energía $P_C - P_0$.

La presente invención cambia el procedimiento convencional de control de un parque eólico de varias maneras. Si bien los procedimientos existentes se centran principalmente en controlar el estado actual de operación, la presente invención propone extenderlo también a un futuro a corto plazo. Esto abarca las decisiones tomadas en función del futuro inmediato, por ejemplo segundos o minutos, pero también puede abarcar hasta una hora y todas las duraciones intermedias.

Las predicciones de viento combinadas con modelos de estela pueden proporcionar información muy valiosa para el control de un parque eólico. Usando el concepto propuesto, es posible decidir si se cambia o no un ángulo de guiñada y si se va a cambiar en cuántos grados. Esta decisión puede incluir fácilmente aspectos económicos al tener en cuenta los costes de cambio del ángulo de guiñada de las turbinas eólicas individuales a medida que los motores de accionamiento se desgastan. Estos costes se pueden comparar con el aumento de las ganancias obtenidas debido a la producción de energía resultante y la disminución de la fatiga de la turbina eólica debido a la mejor alineación. Al mismo tiempo, también se pueden analizar las estelas resultantes y la posible producción de energía en turbinas eólicas. Además, las formas de las estelas resultantes pueden optimizarse para aumentar aún más las capacidades de producción de energía y minimizar la fatiga general resultante.

La inclusión de duraciones de tiempo permite que el enfoque de optimización integre los costes y beneficios a lo largo del tiempo. Esto puede llevar a una decisión completamente diferente en comparación con el control local puro. Por lo tanto, por ejemplo, puede ser beneficioso aceptar una desalineación de guiñada durante un tiempo siempre que la pérdida de producción de energía y el aumento de la fatiga como integrales a lo largo del tiempo no excedan el coste de cambio del ángulo de guiñada. Tal caso tiene sentido, especialmente si se sabe por el pronóstico del viento que un estado anterior (con una alineación de guiñada perfecta) se repetirá en un tiempo razonable y, por lo tanto, se permite una desalineación temporal.

Según un aspecto adicional, la presente invención considera el uso de predicciones de velocidad y dirección del viento para elegir un procedimiento apropiado con el fin de lograr el objetivo del parque eólico o del operador del viento modificando el control de inclinación, par y/o guiñada o combinaciones de los mismos.

Según otro aspecto, la presente invención considera la integración de los pronósticos a corto, por ejemplo un segundo a un minuto y a medio plazo, por ejemplo minuto a una hora, para decidir de manera proactiva sobre los cambios en el ángulo de guiñada mientras se tiene en cuenta el equilibrio entre el coste/tiempo de realización del cambio de ángulo de guiñada propuesto frente al beneficio de captura de energía proyectada y la disminución correspondiente en los efectos de fatiga en todo el equipo del parque eólico.

Según otro aspecto, la presente invención también considera la identificación dinámica de los errores del ángulo de guiñada y la posterior decisión con respecto a la corrección de estos errores utilizando pronósticos del viento, en función del coste/tiempo proyectado de hacerlo frente al beneficio energético que traerá si el error de guiñada de hecho está corregido.

Breve descripción de los dibujos

El tema de la invención se explicará con más detalle en el siguiente texto con referencia a realizaciones ejemplares preferidas que se ilustran en los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 muestra esquemáticamente una vista superior de la configuración de estela del parque eólico, donde (a) es antes de la guiñada y (b) después de la guiñada, en donde las turbinas 1 y 2 se desvían en (b), lo que lleva a una disminución de la energía producida por las turbinas 1 y 2, pero un aumento en la energía producida por las turbinas 3 - 6;

La Figura 2 ilustra las producciones de energía de las turbinas antes y después de la guiñada para la configuración del parque que se muestra en la figura 1, donde las turbinas de guiñada 1 y 2 reducen su captura de energía, sin embargo, también puede provocar que las turbinas a favor del viento ganen energía debido a la reducción del "sombreado" como se representa en la figura 1b;

La figura 3 muestra esquemáticamente las tendencias de la potencia total del parque, la potencia de las turbinas a favor del viento y contra el viento en función de los ángulos de guiñada cambiantes de las turbinas contra el viento 1 y 2;

La figura 4 muestra que las turbinas 3 y 4 están apagadas y, por lo tanto, no producen estelas que afecten a las turbinas 5 y 6, por lo tanto, las turbinas 5 y 6 se ven afectadas solo por las estelas producidas por las turbinas contra el viento 1 y 2.

Descripción detallada de realizaciones preferidas

Según una realización ejemplar, la presente invención analiza los cambios de viento y el pronóstico predice un cambio estable y a largo plazo. Si el pronóstico del viento predice situaciones de viento estables durante un período de tiempo suficientemente largo y el coste de cambio del ángulo de guiñada es menor que el aumento de la producción de energía y/o la disminución de las cargas de fatiga, entonces tiene sentido económico cambiar el ángulo de guiñada. Sin embargo, si tales efectos solo pueden observarse durante períodos de tiempo más cortos, el cambio de los ángulos de guiñada puede no ser aconsejable.

Además, la guiñada se puede usar incluso de manera proactiva de tal manera que los cambios anticipados de dirección y velocidad del viento que el control del parque eólico conoce (a través de los pronósticos del viento) pueden conducir a movimientos más tempranos de la guiñada. Esto aborda particularmente los cambios lentos de ángulo de guiñada que existen actualmente (aproximadamente 8 grados por minuto).

Según una realización ejemplar, la presente invención analiza los cambios de viento y el pronóstico predice un efecto a corto plazo. Si el pronóstico del viento predice que las situaciones del viento cambiarán solo por un corto período de tiempo, el ángulo de guiñada no debe cambiarse (en contraste con el control de inclinación/guiñada) ya que el tiempo y los costes de los cambios serían demasiado grandes en comparación con el corto período de aumento de la producción de energía del parque eólico en general.

Según una realización ejemplar, la presente invención analiza el cambio de los ángulos de guiñada de las turbinas contra el viento para reducir el impacto de las estelas en las turbinas a favor del viento.

Como se muestra en la figura 1, el ángulo de guiñada de las turbinas contra el viento se cambia de manera que las estelas ya no "sombreen" las áreas de rotor completo de las turbinas a favor del viento. Esto reduce la producción de energía de la turbina contra el viento, pero aumenta la producción de energía en las turbinas a favor del viento debido al impacto reducido de las estelas. Potencialmente, esto puede conducir a una mayor producción de energía para el parque eólico en general.

La figura 2 muestra las producciones de energía de varias turbinas eólicas en secuencia para una velocidad y dirección de viento inicial dada y, a continuación, para la versión optimizada de guiñada.

En la figura 3, las producciones de energía correspondientes y la suma se trazan en función de los ángulos de guiñada de las turbinas contra el viento. Dado que la potencia de las turbinas contra el viento disminuye con los ángulos de

guiñada y la potencia de las turbinas a favor del viento aumenta con los ángulos de guiñada, la potencia total del parque pasa a un máximo como resultado de esta compensación. Esto demuestra los beneficios alcanzables.

5 Según una realización ejemplar, la presente invención analiza el cambio de los ángulos de guiñada de las turbinas contra el viento para reducir el impacto de las estelas en las turbinas a favor del viento. Como se muestra en la figura 4, cuando algunas de las turbinas están apagadas, por ejemplo funcionamiento detenido, ya no producen estelas. Por lo tanto, la fila anterior y la siguiente de turbinas tienen menos limitaciones. Especialmente en condiciones de poco viento, la generación de energía del parque eólico en general puede ser similar al caso en el que se utilizan todas las turbinas, pero en esta configuración los efectos de la vida útil pueden optimizarse para las filas que no están funcionando.

10 En una realización de la presente invención, la integración de pronósticos a corto, por ejemplo de un segundo a un minuto y a medio plazo, de 1 minuto a una hora, para decidir de manera proactiva los cambios en el ángulo de guiñada mientras se tiene en cuenta la compensación entre el coste/tiempo de realización del cambio de ángulo de guiñada propuesto frente al proyectado beneficio de captura de energía y el aumento de los efectos de fatiga en todos los equipos de parques eólicos.

15 El mismo efecto de reducción de las estelas entre las turbinas se puede lograr mediante el control de inclinación, el control de par o al elegir todo o cualquier combinación de control de guiñada, control de inclinación, control de par.

Según una realización adicional, la presente invención puede decidir si es ventajoso apagar temporalmente las turbinas seleccionadas para lograr ahorros de estela similares.

20 Según una realización adicional, suponiendo los ajustes para un control de guiñada óptimo, la presente invención usa una identificación dinámica de los errores del ángulo de guiñada y la posterior decisión con respecto a la corrección de estos errores usando pronósticos de viento, en base al coste/tiempo proyectado de hacerlo frente al beneficio energético que traerá si se corrige el error de guiñada.

25 Según una realización adicional, la presente invención observa un estado estable, por ejemplo, condiciones de viento constante, el sistema puede optimizar los ángulos de guiñada para todo el parque eólico para optimizar el objetivo del propietario del parque eólico dado. La optimización puede usar cualquier combinación de ángulos de guiñada, control de inclinación y control de par.

30 Aunque la invención se ha descrito en detalle en los dibujos y la descripción anterior, dicha descripción debe considerarse ilustrativa o ejemplar y no restrictiva. Los expertos en la materia y que practican la invención reivindicada pueden comprender y realizar variaciones de las realizaciones descritas, a partir de un estudio de los dibujos, la descripción y las reivindicaciones adjuntas. En las reivindicaciones, la palabra "que comprende" no excluye otros elementos o etapas, y el artículo indefinido "un" o "uno/a" no excluye una pluralidad. El mero hecho de que ciertos elementos o etapas se reciten en distintas reivindicaciones no indica que una combinación de estos elementos o etapas no se pueda utilizar con ventaja.

35 Las características del procedimiento de operación de un parque eólico y el controlador del parque eólico como se describe en esta memoria pueden realizarse mediante componentes de hardware, firmware y/o un dispositivo informático que tenga medios de procesamiento programados por el software apropiado. Por ejemplo, el controlador del parque eólico puede incluir cualquier procesador de propósito general o circuito integrado conocido, como una unidad central de procesamiento (CPU), microprocesador, matriz de compuerta programable de campo (FPGA), circuito integrado de aplicación específica (ASIC) u otro procesamiento programable adecuado o dispositivo informático o circuito según se desee. El procesador puede programarse o configurarse para incluir y realizar características de las realizaciones ejemplares de la presente descripción, tales como un procedimiento de funcionamiento de un parque eólico. Las funciones se pueden realizar a través de un código de programa o software codificado o grabado en el procesador, o almacenarse en una memoria no volátil accesible al procesador, tal como la memoria de solo lectura (ROM), la memoria de solo lectura programable y borrable (EPROM), u otra memoria o circuito adecuado según se desee. En otra realización ejemplar, el código del programa o software puede proporcionarse en un producto de programa informático que tenga un medio de grabación legible por ordenador no transitorio, tal como una unidad de disco duro, unidad de disco óptico, unidad de estado sólido u otro dispositivo o circuito de memoria adecuado según se desee, el código del programa o software es transferible o descargable al procesador para su ejecución cuando el medio legible por ordenador no transitorio se coloca en contacto comunicable con el procesador.

50

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de funcionamiento de un parque eólico con una turbina ascendente y una turbina descendente, en donde la turbina ascendente se opera con un valor de parámetro de operación ascendente actual en condiciones de viento actuales, comprendiendo el procedimiento las etapas de:
 - 5 obtención, para cada intervalo de tiempo de una secuencia de intervalos de tiempo de un período de tiempo pronosticado, condiciones pronosticadas del viento en la turbina eólica ascendente y en la turbina eólica descendente, determinación de una secuencia de parámetros de operación ascendente candidata que minimiza un efecto de estela en la turbina descendente bajo las condiciones de viento pronosticadas,
 - 10 estimación de un gasto de cambio de parámetro indicativo de un cambio desde el valor actual del parámetro de operación ascendente a un primer valor del parámetro de operación ascendente de la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata,
 - estimación de la productividad del parque eólico P_0 , P_c durante el período de tiempo de pronóstico si la turbina ascendente se opera bajo las condiciones de viento pronosticadas con el valor actual del parámetro de operación ascendente o según la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata, respectivamente,
 - 15 cálculo de la ganancia de productividad de un parque eólico como una diferencia ($P_c - P_0$) entre la productividad del parque eólico según la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata y la productividad del parque eólico con el valor del parámetro de operación ascendente actual, y funcionamiento de la turbina ascendente con el valor del parámetro de operación ascendente actual si el gasto de cambio de parámetro excede la ganancia de productividad.
- 20 2. El procedimiento de la reivindicación 1, en donde el efecto de estela, el gasto por cambio de parámetros, la ganancia de productividad y/o un efecto de fatiga se evalúan durante el período de pronóstico.
3. El procedimiento de la reivindicación 2, en donde el efecto de estela, el gasto de cambio de parámetros, la ganancia de productividad y/o la fatiga se integran o promedian durante el período de pronóstico, preferiblemente con un intervalo de tiempo o un tamaño de etapa que depende de la aspereza de los datos de pronóstico de la condición del viento.
- 25 4. El procedimiento de la reivindicación 1, 2 o 3, que comprende la estimación de un gasto de cambio de parámetro que incluye una energía consumida por un motor de accionamiento para mover partes de turbina de la turbina ascendente cuando se opera el motor de accionamiento según un cambio en el parámetro de operación ascendente del valor del parámetro de operación ascendente actual a un primer valor de parámetro de operación ascendente de la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata.
- 30 5. El procedimiento de una de las reivindicaciones 1 a 4, que comprende la estimación de un gasto de cambio de parámetro que incluye un desgaste de componentes sufrido por el motor de accionamiento o por las partes móviles de la turbina, cuando se opera el motor de accionamiento según un cambio en el parámetro de operación ascendente del valor del parámetro de operación ascendente actual a un primer valor de parámetro de operación ascendente de la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata.
- 35 6. El procedimiento de una de las reivindicaciones 1 a 5, que comprende la estimación de un efecto de fatiga de la turbina eólica ascendente si se opera según la secuencia de parámetros de operación ascendente candidata en lugar de con el valor del parámetro de operación ascendente actual bajo las condiciones de viento pronosticadas durante el período de pronóstico, y el funcionamiento de la turbina ascendente en función de un balance de pronóstico que incluye el gasto por cambio de parámetros, la ganancia de productividad y el efecto de fatiga.
- 40 7. El procedimiento de una de las reivindicaciones 1 a 6, en donde la duración del período de tiempo pronosticado es entre un minuto y tres horas, preferiblemente entre tres y cinco minutos.
- 45 8. El procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 7, en donde el parámetro de funcionamiento comprende uno de un ángulo de guiñada indicativo de una alineación entre una dirección del viento en la turbina ascendente y un eje del rotor de la turbina ascendente, un ángulo de inclinación indicativo de una alineación entre la dirección del viento y la orientación de la pala del rotor, un par del generador o una velocidad del rotor.

9. Un controlador para el funcionamiento de un parque eólico que comprende una turbina ascendente y una turbina descendente, en donde la turbina ascendente se opera con un ángulo de guiñada γ_0 bajo condiciones de viento actuales, en donde el controlador está configurado para
- 5 recibir condiciones de viento futuras por un período de tiempo predeterminado basado en un pronóstico de viento para el parque eólico,
- calcular un ángulo de guiñada γ_c para minimizar el efecto de estela en la turbina descendente en condiciones de viento futuras,
- determinar un coste para cambiar el ángulo de guiñada de γ_0 a γ_c ,
- 10 calcular producciones de energía P_0 y P_c del parque eólico en las condiciones de viento futuras en el período de tiempo predeterminado, suponiendo que la turbina ascendente funcione con el ángulo de guiñada γ_0 y γ_c respectivamente,
- establecer el ángulo de guiñada a γ_c si el coste es menor que una ganancia de un incremento de producción de energía $P_c - P_0$.
- 15 10. El controlador de la reivindicación 9, en donde dicho controlador está configurado además para determinar un coste para cambiar el ángulo de guiñada de γ_0 a γ_c bajo consideración de implicación de motor de accionamiento.
11. El controlador de la reivindicación 9 o 10, en donde dicho controlador está configurado además para determinar un coste por efectos de desgaste y fatiga en la turbina ascendente.
- 20 12. El controlador de una de las reivindicaciones 9 a 11, en donde dicho controlador está configurado además para evaluar el efecto de estela, el gasto por cambio de parámetros, la ganancia de productividad y/o un efecto de fatiga durante el período de pronóstico.
13. El controlador de la reivindicación 12, en donde dicho controlador está configurado además para integrar o promediar un efecto de estela, gasto de cambio de parámetro, ganancia de productividad y/o un efecto de fatiga durante el período de pronóstico, preferiblemente con un intervalo de tiempo o tamaño de etapa dependiendo de la aspereza de los datos del pronóstico de la condición del viento.

25

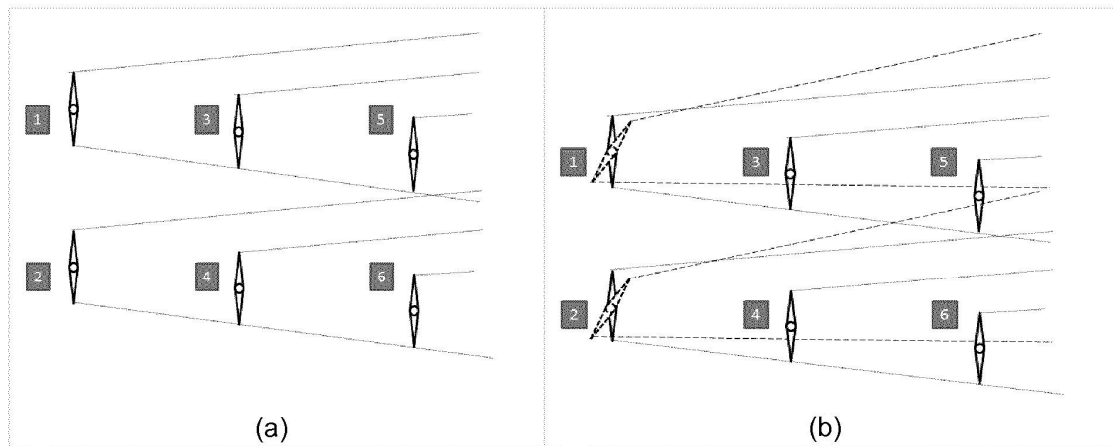


Fig. 1

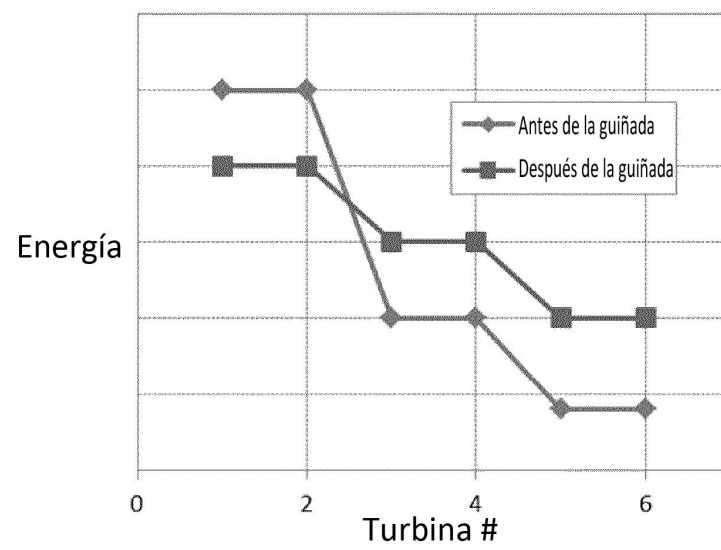


Fig. 2

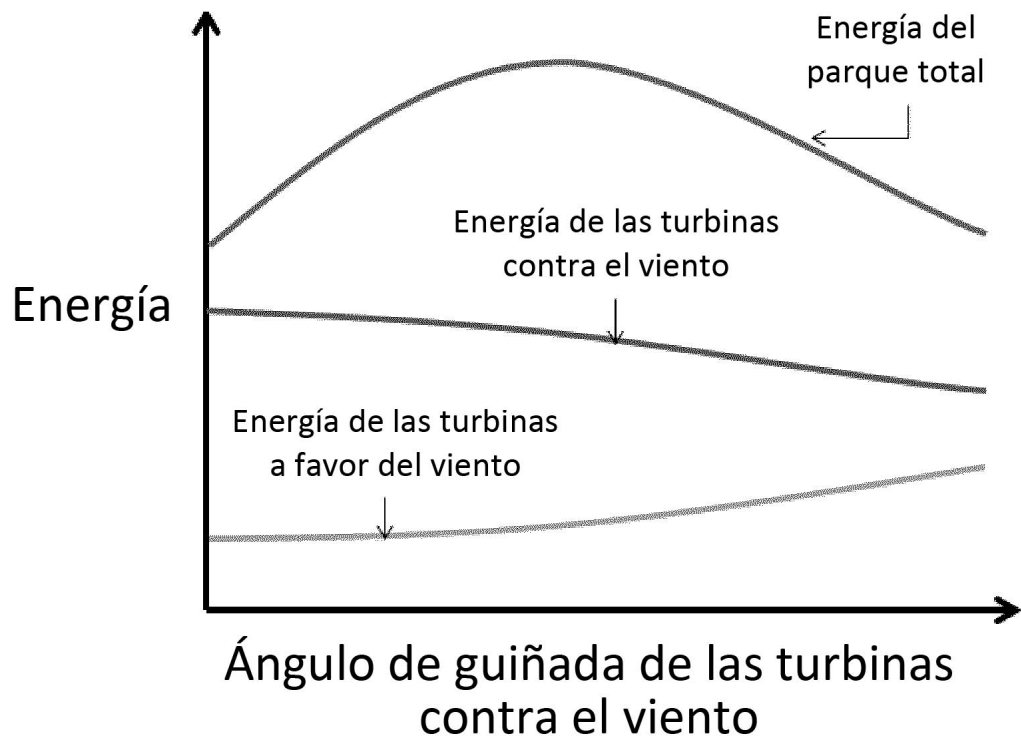


Fig. 3

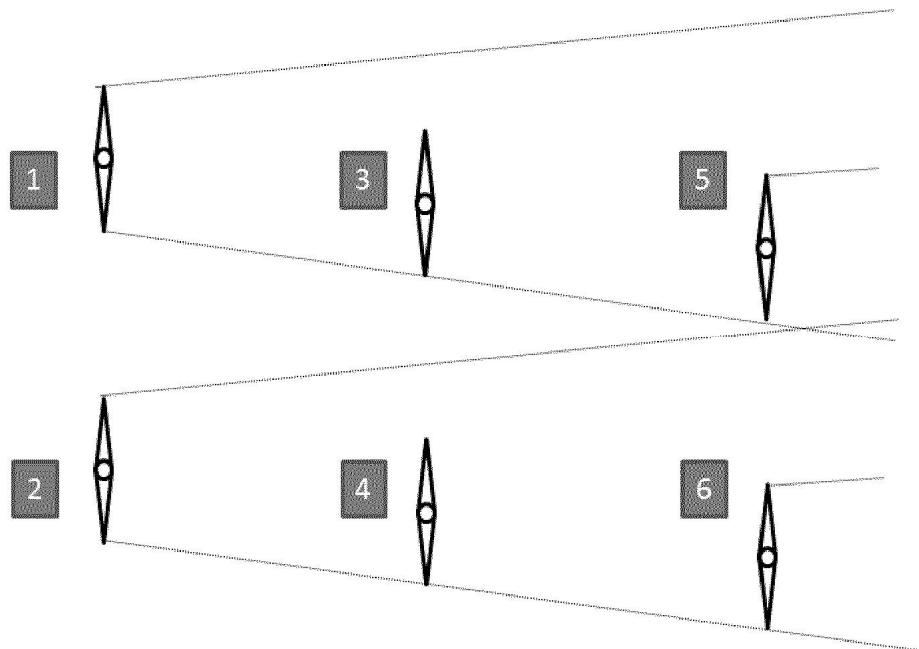


Fig. 4