

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 873 748**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **20.03.2017 PCT/CN2017/077316**

87 Fecha y número de publicación internacional: **26.10.2017 WO17181798**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.03.2017 E 17785283 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.05.2021 EP 3296563**

54 Título: **Turbina eólica y método de control operativo y dispositivo para el mismo**

30 Prioridad:

20.04.2016 CN 201610248976

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:
03.11.2021

73 Titular/es:

**BEIJING ETECHWIN ELECTRIC CO., LTD.
(100.0%)**

**No.8 Boxing 1st Road, Beijing Economic &
Technological Development Zone, Daxing District
Beijing 100176, CN**

72 Inventor/es:

**MA, LEI;
LI, QINGJIANG y
LIU, SHIJUN**

74 Agente/Representante:

VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro

ES 2 873 748 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

Turbina eólica y método de control operativo y dispositivo para el mismo

5 Campo técnico

La presente divulgación se refiere al campo de la tecnología de generación de energía eólica y, en particular, a una turbina eólica y a un método y un aparato de control de funcionamiento de la misma.

10 Antecedentes

Con la expansión gradual de la escala de las turbinas eólicas y la mejora cada vez mayor en la protección de seguridad de las turbinas eólicas, es un problema en la tecnología de turbinas eólicas cómo mejorar el rendimiento de la generación de energía, tal como la cantidad y la disponibilidad de la generación de energía, de las turbinas eólicas para obtener el máximo beneficio energético y el beneficio económico.

Durante el control de una turbina eólica, la determinación de la velocidad del viento es uno de los factores que determinan el efecto de control de la turbina eólica. La predicción precisa de la velocidad del viento puede facilitar la mejora de una estrategia de control para que la turbina eólica logre un mejor efecto de control.

En la actualidad, un sistema de control principal de una turbina eólica realiza principalmente el ajuste de la estrategia de control y la orientación pasiva en función de su variación detectada de la velocidad del viento o la variación de la dirección del viento. Por ejemplo, si un sistema de control principal comienza a controlar un sistema de control de inclinación para realizar una operación de variación de inclinación después de que una turbina eólica detecta una variación de la velocidad del viento, entonces una variación de inclinación de una pala se retrasará con respecto a la variación de la velocidad del viento, resultando en una velocidad de rotación inestable de un propulsor y pérdida de cantidad de generación de energía. Por otro ejemplo, si un sistema de control principal comienza a controlar un sistema de guiñada para realizar la guiñada después de que una turbina eólica detecte una variación de la dirección del viento, entonces una acción de guiñada se retrasará con respecto a la variación de la dirección del viento, resultando en una disminución significativa en la velocidad de rotación de un propulsor después de la variación de la dirección del viento y resultando en una pérdida de cantidad de generación de energía.

En la práctica, con el aumento de la capacidad de una turbina eólica, la pérdida de la cantidad de generación de energía causada durante el funcionamiento a largo plazo es inconmensurable. Por lo tanto, es necesario predecir un valor de velocidad del viento y un valor de dirección del viento en una estrategia de control de una turbina eólica, para realizar la variación activa de la inclinación y la guiñada activa de la turbina eólica. El documento EP 2696067 A2 divulga un método para operar un parque eólico. El método incluye determinar un estado del viento, determinar un efecto de estela entre al menos dos turbinas eólicas que forman al menos un subconjunto del parque eólico, comprendiendo cada una de las al menos dos turbinas eólicas un sistema de guiñada, y determinar un punto de ajuste del ángulo de guiñada deseado para cada una de las al menos dos turbinas eólicas, de modo que se espera que la producción de energía total de al menos el subconjunto aumente en comparación con operar de manera independiente los sistemas de guiñada de cada una de las al menos dos turbinas eólicas.

Actualmente, hay tres formas de predecir la velocidad y la dirección del viento de una turbina eólica.

La primera forma es usar valores de la velocidad del viento y valores de la dirección del viento medidos por torres de anemómetro. Debido a las grandes distancias entre las torres de anemómetro y la turbina eólica y al número limitado de torres de anemómetro, los valores de la velocidad del viento medidos y los valores de la dirección del viento medidos solo se consideran como una referencia en lugar de los datos requeridos por el control de la turbina eólica. Adicionalmente, se desconoce una distancia entre cada torre de anemómetro y cada turbina eólica, por lo tanto, es difícil aprovechar el momento preciso para controlar o guiñar de antemano. Y lo que es más, debido al número limitado de torres de anemómetro, es probable que las torres del anemómetro coincidan con múltiples turbinas eólicas en la dirección, y la turbulencia del viento causará una gran influencia y desviación en el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento. Además, si un parque eólico está en una región montañosa, los valores de la velocidad del viento y los valores de la dirección del viento medidos por las torres de anemómetro no pueden considerarse como una base de control para todas las turbinas eólicas, ya que las alturas de las turbinas eólicas son diferentes.

La segunda forma es utilizar un pronóstico del tiempo para predecir el valor de la velocidad del viento. Este método de predicción no tiene objetivo y el valor de la velocidad del viento pronosticado es bastante inexacto.

La tercera forma es predecir el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento basándose en macrodatos. Este método de predicción requiere datos históricos de un funcionamiento a largo plazo y requiere tanto cantidad de datos como calidad de los datos históricos. Adicionalmente, el valor de la velocidad de predicción y un valor real de la dirección del viento. Por otro lado, como los macrodatos incluyen demasiados datos históricos, la predicción del valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento basada en los macrodatos tiene un

cierto grado de retraso para controlar la turbina eólica.

Los documentos EP2696067, EP1790851 y US2010/0078940 proporcionan ejemplos de la técnica anterior relacionada.

Sumario

La presente divulgación es para proporcionar una turbina eólica y un método de control de funcionamiento y un aparato del mismo para controlar de forma autónoma un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica de antemano, aumentando así la cantidad de generación de energía de la turbina eólica.

De acuerdo con un aspecto de la presente divulgación, se proporciona un método de control de funcionamiento para una turbina eólica.

El método incluye: adquirir datos de una orientación actual de una góndola de una turbina eólica actual; y controlar un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual sobre la base de los datos de la orientación, los datos de ubicación de cada turbina eólica en un parque eólico y los datos del estado del viento medidos de cada turbina eólica, aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica; en el que los datos de ubicación de cada una de las turbinas eólicas son en forma de coordenadas polares que indican una distancia desde un polo y un ángulo polar en relación con un eje polar, en un radar virtual con la turbina eólica actual como polo y un radio desde el polo en una dirección predeterminada como eje polar; donde el control de un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual incluye:

seleccionar una turbina eólica cuya ubicación sea consistente con la orientación actual como una turbina eólica en dirección hacia adelante; que comprende, además:

seleccionar, a partir de datos de ubicación de turbinas eólicas distintas de la turbina eólica actual en el parque eólico, los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene tal diferencia con respecto a un ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual que está dentro de un intervalo de ángulos predeterminado, y

determinar una turbina eólica correspondiente a los datos de ubicación seleccionados como la turbina eólica en la dirección hacia adelante;

y

controlar el dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual de forma anticipada y autónoma en función de los datos de ubicación de la turbina eólica en la dirección hacia adelante, un valor de la velocidad del viento y/o un valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual.

Según otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona además una turbina eólica que incluye el aparato de control de funcionamiento anterior.

En el método de control de funcionamiento para la turbina eólica, el aparato de control de funcionamiento que aplica el método, y la turbina eólica de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación, se realiza un ajuste preciso de la estrategia de control en el dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual de antemano en función de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual, los datos de ubicación de cada turbina eólica en el parque eólico, y los datos del estado del viento medidos de cada turbina eólica, aumentando así la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual. De esta manera, la predicción de la variación del estado del viento se puede realizar en función de los datos del estado del viento medidos en tiempo real de cada turbina eólica, y la cantidad de procesamiento de datos es pequeña, evitando el retraso, la complejidad y la inexactitud causadas en la predicción de la variación del estado del viento basada en una gran cantidad de datos históricos. Además, no se necesita ningún dispositivo de prueba de hardware adicional, ahorrando así costes operativos.

Basándose en la solución técnica anterior, cuando la turbina eólica está en funcionamiento, la protección contra un exceso de velocidad también se puede realizar en la turbina eólica en caso de un cambio repentino en la velocidad del viento, asegurando la vida de funcionamiento de la turbina eólica.

Adicionalmente, basándose en la solución técnica anterior, cuando la turbina eólica está en un estado detenido, el arranque en espera o la guiñada también se pueden realizar con anticipación para que la turbina eólica entre en un estado de funcionamiento rápidamente, aumentando así la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual de forma eficaz.

Breve descripción de los dibujos

La figura 1 es un gráfico topológico de ejemplo de un sistema inteligente de control de agrupaciones de parques eólicos según un concepto general de la presente divulgación;

La figura 2 es un diagrama esquemático de ejemplo de sensores dispuestos en una turbina eólica según un concepto general de la presente divulgación;

5 La figura 3 es un diagrama esquemático de coordenadas polares de una turbina eólica en un parque eólico y un radar virtual generado según la presente divulgación;

La figura 4 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según una primera realización de la presente divulgación;

10 La figura 5 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según una segunda realización de la presente divulgación;

15 La figura 6 es un diagrama esquemático de ejemplo de la selección de una turbina eólica en la dirección hacia adelante según la segunda realización de la presente divulgación;

La figura 7 es un diagrama esquemático de ejemplo del procesamiento de la etapa S520;

20 La figura 8 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según una tercera realización de la presente divulgación;

La figura 9 es un ejemplo de procesamiento del método de control de funcionamiento para la turbina eólica según la tercera realización de la presente divulgación;

25 La figura 10 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según una cuarta realización de la presente divulgación;

La figura 11 es un diagrama esquemático de ejemplo del procesamiento de la etapa S1030 en la figura 10;

30 La figura 12 es un diagrama esquemático de ejemplo de otro procesamiento de la etapa S1030 en la figura 10;

La figura 13 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según una quinta realización de la presente divulgación;

35 La figura 14 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según una sexta realización de la presente divulgación;

La figura 15 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según una séptima realización de la presente divulgación; y

40 La figura 16 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según una octava realización de la presente divulgación.

Descripción detallada de las realizaciones

45 Se construye un mecanismo de intercambio de datos sobre el estado del viento entre turbinas eólicas en un parque eólico de acuerdo con la presente divulgación. Específicamente, un sistema de monitorización central de un parque eólico recopila, de una turbina eólica en el parque eólico, los datos de ubicación geográfica de la turbina eólica y los datos de estado del viento recopilados por la turbina eólica en tiempo real, y distribuye los datos recopilados a otras turbinas eólicas en el parque eólico. Cada turbina eólica puede realizar un ajuste de estrategia de control por adelantado en función de datos de estado del viento recibidos de otras turbinas eólicas para aumentar la cantidad de generación de energía. Adicionalmente, la cantidad de procesamiento de datos es pequeña, evitando el retraso, la complejidad y la inexactitud causadas en la predicción de la variación del estado del viento basada en una gran cantidad de datos históricos.

55 Los datos del estado del viento incluyen, pero sin limitación, un valor de la velocidad del viento y un valor de la dirección del viento. El ajuste de la estrategia de control involucrada incluye, pero sin limitación, control de guiñada y/o control de inclinación realizado en una turbina eólica. Adicionalmente, el ajuste de la estrategia de control involucrada puede incluir además la realización del control de guiñada, control de inclinación realizando y/o entrando en un estado de espera en caso de viento en aumento, en función de un estado de funcionamiento o de un estado detenido de la turbina eólica en consecuencia.

Además, se puede construir un sistema inteligente de control de grupos de parques eólicos que cubra múltiples parques eólicos a través de la tecnología de computación en la nube y la tecnología de Internet de las cosas.

65 Sistema inteligente de control de grupos de parques eólicos

La figura 1 es un gráfico topológico de ejemplo de un sistema inteligente de control de agrupaciones de parques eólicos según la presente divulgación.

Como se muestra en la figura 1, un servidor en la nube 101 está dispuesto en la nube y está configurado para recibir y almacenar varios tipos de datos (tal como el parámetro de la turbina eólica, el parámetro ambiental y el parámetro operativo) relevantes para la turbina eólica y el funcionamiento de la turbina eólica, que se recoge desde múltiples parques eólicos 105, 106 y 107. Un servidor en la nube 101 puede además coordinar y gestionar turbinas eólicas en los múltiples parques eólicos 105, 106 y 107 sobre la base de los datos recibidos relevantes para la turbina eólica y el funcionamiento de la turbina eólica.

Los múltiples parques eólicos 105, 106 y 107 están provistos de sistemas centrales de monitorización de parques eólicos 102, 103 y 104, respectivamente. Cada una de las turbinas eólicas (tal como las turbinas eólicas 108, 109 y 110) en los múltiples parques eólicos 105, 106 y 107 carga, sus datos recopilados (tal como el parámetro de la turbina eólica, el parámetro ambiental y el parámetro operativo) relevantes para la turbina eólica y el funcionamiento de la turbina eólica, a los sistemas centrales de monitorización del parque eólico 102, 103 y 104 en su parque eólico. Los datos cargados por cada una de las turbinas eólicas pueden incluir datos de ubicación geográfica (tales como coordenadas de ubicación geográfica) de los mismos y datos de estado del viento (tales como un valor de la velocidad del viento y un valor de la dirección del viento) detectados en tiempo real.

Los sistemas centrales de monitorización del parque eólico 102, 103 y 104 reciben, los datos (incluyendo los datos de ubicación geográfica de la turbina eólica y los datos de estado del viento detectados por la turbina eólica en tiempo real) relevantes para la turbina eólica y el funcionamiento de la turbina eólica, recogidos por cada una de las turbinas eólicas en sus respectivos parques eólicos 105, 106 y 107, y distribuir los datos recogidos por cada turbina eólica a otras turbinas eólicas en sus respectivos parques eólicos 105, 106 y 107. De esta manera, cada turbina eólica puede realizar el control correspondiente, tal como control de guiñada y/o control de inclinación, en su dispositivo de funcionamiento en función de los datos de ubicación geográfica recibidos y los datos del estado del viento detectados en tiempo real.

Por otra parte, los sistemas de monitorización central del parque eólico 102, 103 y 104 se comunican con el servidor en la nube 101, respectivamente, para cargar los distintos tipos de datos (tal como el parámetro de la turbina eólica, el parámetro ambiental y el parámetro operativo) relevantes para la turbina eólica y el funcionamiento de la turbina eólica, recogidos por turbinas eólicas en sus respectivos parques eólicos.

Recopilación de ubicaciones geográficas y de datos de condiciones del viento

Cada una de las turbinas eólicas (tal como la turbina eólica 108) puede estar provista de varios tipos de sensores en múltiples ubicaciones para recopilar sus datos de ubicación geográfica y parámetros operativos.

La figura 2 es un diagrama esquemático de ejemplo de sensores dispuestos en una turbina eólica según la presente divulgación.

Como se muestra en la figura 2, la turbina eólica 108 está provista al menos de un anemómetro 202, un anemoscopio 203 y un localizador 204.

El anemómetro 202 y el anemoscopio 203 están configurados para detectar la velocidad y la dirección del viento, respectivamente. El localizador 204 está configurado para recopilar coordenadas de ubicación geográfica de la turbina eólica 108. Adicionalmente, otros sensores, tal como un sensor de presión-altitud 205 configurado para detectar una altitud de la turbina eólica 108 y un sensor de temperatura 206 configurado para medir temperaturas de múltiples partes de la turbina eólica 108, también pueden proporcionarse. Un sistema de control principal 201 de la turbina eólica 108 carga los datos de los parámetros detectados (que incluyen, entre otros, un valor de la velocidad del viento, un valor de la dirección del viento, coordenadas de ubicación geográfica, un valor de altitud, un valor de temperatura, y así sucesivamente) al sistema de monitorización central del parque eólico 102.

Cálculo de coordenadas polares y establecimiento de radar virtual

Cada turbina eólica genera datos de radar virtual como referencia para su control operativo autónomo, basado en los datos de ubicación geográfica de otras turbinas eólicas recibidos del sistema de monitorización central del parque eólico en su parque eólico y los datos de estado del viento detectados en tiempo real.

La figura 3 es un diagrama esquemático de coordenadas polares de una turbina eólica en un parque eólico y un radar virtual generado según la presente divulgación. Específicamente, una turbina eólica 301 establece un sistema de coordenadas polares que toma una ubicación de sí misma (una turbina eólica actual) como un polo y un radio en un ángulo predeterminado (por ejemplo, hacia el norte) desde el polo como un eje polar. Para la turbina eólica 301 (la turbina eólica actual), los datos de ubicación de otras turbinas eólicas (por ejemplo, una turbina eólica 302) en el mismo parque eólico se expresan cada uno como coordenadas polares con una distancia r desde el polo y un ángulo α con respecto al eje polar.

Se supone que las coordenadas GPS de la turbina eólica 301 son $[X1, Y1]$, y las coordenadas GPS de la turbina eólica 302 son $[X2, Y2]$. Según el teorema de Pitágoras, la distancia r entre la turbina eólica 301 y la turbina eólica 302 es:

$$r = \sqrt{(Y2 - Y1)^2 + (X2 - X1)^2} \quad \text{Fórmula (1)}$$

La dirección vertical (hacia el norte) que se muestra en la figura 3 se considera como el eje polar, es decir, una dirección con un ángulo de 0 grados. El ángulo polar a de la turbina eólica 302 se puede obtener calculando el valor sinusoidal $\sin a$ y valor coseno $\cos a$ de una ubicación de la turbina eólica 302 con respecto a la turbina eólica 301:

$$\sin a = \frac{Y2 - Y1}{r} \quad \text{Fórmula (2)}$$

$$\cos a = \frac{X2 - X1}{r} \quad \text{Fórmula (3)}$$

El ángulo polar a de la turbina eólica 302 se determina basándose en la magnitud y el signo del valor sinusoidal calculado $\sin a$ y el valor del coseno calculado $\cos a$.

Si $\sin a > 0$ y $\cos a > 0$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como a .

Si $\sin a > 0$ y $\cos a < 0$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como $a + 90$.

Si $\sin a < 0$ y $\cos a < 0$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como $a + 180$.

Si $\sin a < 0$ y $\cos a > 0$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como $a + 270$.

Si $\sin a = 0$ y $\cos a = 1$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como 0.

Si $\sin a = 1$ y $\cos a = 0$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como 90.

Si $\sin a = 0$ y $\cos a = -1$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como 180.

Si $\sin a = -1$ y $\cos a = 0$, el ángulo polar de la turbina eólica 302 se determina como 270.

El ángulo polar de la turbina eólica 302 es a . Si se supone que una variable para calcular el ángulo polar de la turbina eólica 303 es β , entonces el ángulo polar de la turbina eólica 303 es $\beta + 90$. De manera similar, los datos de coordenadas polares de otras turbinas eólicas en el mismo parque eólico se calculan con el método anterior y se consideran como sus datos de ubicación.

Después de calcular los datos de coordenadas polares de cada turbina eólica del parque eólico en relación con la turbina eólica actual (la turbina eólica 301), se puede establecer un radar virtual como se muestra en la figura 3. Basado en el radar virtual, la turbina eólica 301 puede ubicar otras turbinas eólicas en el parque eólico, tales como la turbina eólica 302 y la turbina eólica 303.

Almacenamiento asociativo

Para la conveniencia de mantener y administrar datos de coordenadas polares calculadas de otras turbinas eólicas y valores de velocidad del viento recibidos y valores de dirección del viento medidos desde otras turbinas eólicas, cada turbina eólica puede almacenar coordenadas polares de turbinas eólicas en el parque eólico en asociación con los valores de velocidad del viento y los valores de dirección del viento medidos desde las turbinas eólicas. Por ejemplo, los datos de coordenadas polares de cada turbina eólica, y el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde otras turbinas eólicas y recibidos por cada turbina eólica pueden almacenarse en forma de una matriz multidimensional.

Opcionalmente, los datos de coordenadas polares de cada turbina eólica y un valor de altitud, el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde otras turbinas eólicas y recibidos por cada turbina eólica se almacenan en una matriz multidimensional de una manera asociada.

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de datos almacenados de una manera asociada descrita anteriormente.

Número de secuencia de turbina eólica	Secuencia de datos
1	[Valor de ángulo 1, Valor de distancia 1, Valor de velocidad del viento 1, Valor de dirección del viento 1, Valor de altitud 1]

(continuación)

Número de secuencia de turbina eólica	Secuencia de datos
2	[Valor de ángulo 2, Valor de distancia 2, Valor de velocidad del viento 2, Valor de dirección del viento 2, Valor de altitud 2]
3	[Valor de ángulo 3, Valor de distancia 3, Valor de velocidad del viento 3, Valor de dirección del viento, Valor de altitud 3]
4	[Valor de ángulo 4, Valor de distancia 4, Valor de velocidad del viento 4, Valor de dirección del viento 4, Valor de altitud 4]
.....	
n	[Valor de ángulo n, Valor de distancia n, Valor de velocidad del viento n, Valor de dirección del viento n, Valor de altitud n]

El valor de ángulo 1 al valor de ángulo n son valores de ángulo polar de la turbina eólica 1 a la turbina de viento n, respectivamente. El valor de distancia 1 al valor de distancia n son valores de distancia polar de la turbina eólica 1 a la turbina eólica n, respectivamente. El valor de la velocidad del viento 1 al valor de la velocidad del viento n son valores de velocidad del viento medidos desde la turbina eólica 1 a la turbina eólica n, respectivamente. El valor de la dirección del viento 1 al valor de la dirección del viento n son valores de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica 1 a la turbina eólica n, respectivamente. El valor de altitud 1 al valor de altitud n son valores de altitud medidos desde la turbina eólica 1 a la turbina eólica n, respectivamente.

De esta manera, la turbina eólica actual puede realizar el control correspondiente, tal como control de guiñada y/o control de inclinación, en su dispositivo de funcionamiento, basado en datos de coordenadas polares de la turbina eólica 1 a la turbina eólica n y datos de estado del viento medidos en tiempo real desde la turbina eólica 1 a la turbina eólica n, que se almacenan de forma asociada.

Realizaciones de la presente divulgación se describen en detalle a continuación en conjunción con los dibujos.

Primera realización

La figura 4 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según la primera realización de la presente divulgación. Por ejemplo, el método según la realización se implementa en un sistema de control principal de la turbina eólica.

Se hace referencia a la figura 4. En la etapa S410, se adquieren los datos de una orientación actual de una góndola de una turbina eólica actual.

Específicamente, la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual suele ser consistente con un ángulo de guiñada de la turbina eólica actual. Por lo tanto, de manera opcional, en la etapa S410, se obtiene un valor de ángulo de guiñada leído de un contador de guiñada de la turbina eólica actual, y los datos de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual se obtienen a partir del valor del ángulo de guiñada. En la práctica, el método para adquirir la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual no se limita a la manera anterior, Otros dispositivos como un buscador de dirección (tal como un buscador de dirección de radio manual o un buscador de dirección de brújula electrónica) dispuestos en la góndola también pueden usarse para adquirir los datos de la orientación actual.

En la etapa S420, un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual se controla en función de los datos de la orientación, los datos de ubicación de cada turbina eólica en un parque eólico y los datos del estado del viento medidos de cada turbina eólica, para aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual.

Específicamente, el sistema de control principal de la turbina eólica puede predecir la variación del estado del viento de la turbina eólica actual en función de la orientación de la turbina eólica actual, y los datos relevantes para las ubicaciones de otras turbinas eólicas en el parque eólico y los datos del estado del viento medidos desde cada turbina eólica en tiempo real que se reciben desde un sistema de monitorización central de un parque eólico. El ajuste de la estrategia de control se realiza de antemano en el dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual utilizando el equipo de prueba de hardware existente, aumentando así la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual sin agregar equipo de prueba de hardware adicional y ahorrando costes operativos.

Para obtener los datos de ubicación de otras turbinas eólicas en el parque eólico y establecer un radar virtual, el método de control de funcionamiento para la turbina eólica de acuerdo con la realización de la presente divulgación incluye además: recibir coordenadas de ubicación geográfica (por ejemplo, coordenadas GPS) medidas desde otras

turbinas eólicas y cálculo de las coordenadas polares de las otras turbinas eólicas en función de las coordenadas de ubicación geográfica de la turbina eólica actual y las coordenadas de ubicación geográfica medidas desde las otras turbinas eólicas. El proceso de cálculo de las coordenadas polares de cada turbina eólica y establecimiento del radar virtual se describe en detalle en la sección anterior "Cálculo de coordenadas polares y establecimiento de radar virtual", que no se describe en el presente documento.

Además, para recopilar los datos del estado del viento medidos desde las otras turbinas eólicas, el método de control de funcionamiento para la turbina eólica de acuerdo con la realización de la presente divulgación incluye además: recibir valores de velocidad del viento y valores de dirección del viento medidos desde las otras turbinas eólicas, y almacenar las coordenadas polares de cada turbina eólica en el parque eólico en asociación con el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos en cada turbina eólica.

Segunda realización

La figura 5 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según la segunda realización de la presente divulgación. Un procesamiento de ejemplo de la etapa S420 mostrado en la figura 4 se describe en la segunda realización.

En cuanto a la figura 5, en la etapa S510, una turbina eólica cuya ubicación sea consistente con la orientación actual se selecciona como una turbina eólica en dirección hacia adelante. Los datos del estado del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante seleccionada se toman como referencia para predecir la variación del estado del viento para realizar el ajuste de la estrategia de control correspondiente de antemano.

Específicamente, los datos de ubicación, cuyo ángulo polar tiene una diferencia, dentro de un intervalo de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual, se selecciona a partir de los datos de ubicación de otras turbinas eólicas en el parque eólico, y una turbina eólica correspondiente a los datos de ubicación seleccionados se determina como la turbina eólica en dirección hacia adelante.

La figura 6 es un diagrama esquemático de ejemplo de la selección de la turbina eólica en la dirección hacia adelante según la segunda realización de la presente divulgación. En cuanto a la figura 6, en el radar virtual generado por una turbina eólica 401 basado en las coordenadas polares calculadas de cada turbina eólica en el parque eólico, las ubicaciones de las turbinas eólicas 404 y 405 son básicamente consistentes con una orientación actual de una góndola de la turbina eólica actual 401. Es decir, una diferencia entre un ángulo polar de cada una de las turbinas eólicas 404, 405 y un ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual 401 está dentro de un intervalo de ángulo predeterminado (por ejemplo, [-2 grados, 2 grados]) respectivamente. Por lo tanto, la turbina eólica 404 o la turbina eólica 405 pueden considerarse como la turbina eólica actual en dirección hacia adelante de la turbina eólica 401.

Como se muestra en la figura 6, el número de la turbina eólica cuya ubicación es consistente con la orientación actual puede ser más de uno. Cualquiera de las más de una turbina eólica se puede seleccionar como la dirección hacia adelante actual. Sin embargo, como una turbina eólica cercana a la turbina eólica actual tiene un estado de viento similar a la turbina eólica actual, es más apropiado determinar los datos del estado del viento medidos a partir de una turbina eólica como referencia. En consecuencia, la selección de la turbina eólica en dirección hacia adelante puede incluir además: si el número de la turbina eólica, correspondiente a los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene la diferencia, dentro del intervalo de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual, es más de uno, seleccionar, de las más de una turbina eólica correspondiente, una turbina eólica que tenga una distancia mínima desde la turbina eólica actual, como la turbina eólica en dirección hacia adelante. Al seleccionar la turbina eólica en dirección hacia adelante según el ángulo polar y la distancia, la predicción de la variación del estado del viento no se verá afectada por la turbulencia del viento, mejorando la precisión de la predicción.

Además, si hay una gran diferencia entre la altitud de la turbina eólica seleccionada como referencia y la altitud de la turbina eólica actual, entonces, el estado del viento de la turbina eólica seleccionada como referencia será muy diferente del estado del viento de la turbina eólica actual debido a la diferencia de altitud. Es decir, el estado del viento de la turbina eólica seleccionada como referencia tiene un valor de referencia bajo.

Por lo tanto, preferentemente, el método de control de funcionamiento para la turbina eólica según la realización de la presente divulgación incluye además: recibir valores de altitud medidos desde las otras turbinas eólicas y almacenar las coordenadas polares de cada turbina eólica en el parque eólico en asociación con un valor de altitud, el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos en cada turbina eólica. En consecuencia, en la etapa S510, se selecciona una turbina eólica que satisfaga la siguiente condición, a partir de los datos de ubicación de las otras turbinas eólicas del parque eólico, como la turbina eólica en dirección hacia adelante: su ángulo polar tiene una diferencia, dentro de un intervalo de diferencia de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual, y su valor de altitud tiene una diferencia, dentro de un intervalo de diferencia de altitud predeterminado (por ejemplo, [-20 metros, 20 metros]), con respecto al valor de altitud

de la turbina eólica actual. Si una altitud de una turbina eólica difiere mucho de la altitud de la turbina eólica actual (por ejemplo, hay una diferencia de altitud superior a 100 metros), entonces no hay un valor de referencia real para seleccionar una turbina eólica como la turbina eólica en dirección hacia adelante.

- 5 Sobre la base del procesamiento anterior, la turbina eólica, cuya ubicación es consistente con la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual y cuya altitud está próxima a la altitud de la turbina eólica actual, se selecciona como la turbina eólica actual en dirección hacia adelante para la turbina eólica actual, para realizar el ajuste de la estrategia de control para la turbina eólica actual basándose en datos de estado del viento relativamente fiables.
- 10 En la etapa S520, el dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica se controla en función de los datos de ubicación de la turbina eólica en dirección hacia adelante, el valor de la velocidad del viento y/o el valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual, para aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual.
- 15 Por ejemplo, si la turbina eólica actual está en un estado de funcionamiento, y una diferencia de dirección del viento entre el valor de la dirección del viento medido desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un valor de la dirección del viento medido previamente desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante está más allá de un intervalo de diferencia de dirección del viento predeterminada, entonces, el control de guiñada se realiza de antemano en la turbina eólica actual basándose en el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en dirección hacia adelante y una distancia entre la turbina eólica en la dirección hacia adelante y la turbina eólica actual.
- 20

La figura 7 es un diagrama esquemático de ejemplo del procesamiento de la etapa S520. En cuanto a la figura 7, se supone que una dirección del viento 501 es consistente con una orientación actual (es decir, un ángulo de guiñada actual) de una góndola de una turbina eólica 401 antes de que se detecte la variación de la dirección del viento, y una turbina eólica en la dirección hacia adelante de la corriente para la turbina eólica 401 es una turbina eólica 405. Cuando una dirección del viento medida en tiempo real desde la turbina eólica 405 (la turbina eólica en dirección hacia adelante) que es recibida por la turbina eólica 401 se cambia de la dirección del viento 501 a una dirección del viento 502, y si un valor de diferencia entre la dirección del viento 501 y la dirección del viento 502 están más allá del intervalo de diferencia de dirección del viento predeterminado, es decir, se cumple una condición para realizar el control de guiñada, luego se calcula un tiempo de control para la pre-guiñada sobre la base de la distancia entre la turbina eólica 401 y la turbina eólica 405, un valor de variación entre los ángulos de dirección del viento y un valor de velocidad del viento medido desde la turbina eólica 405, para controlar un sistema de guiñada de la turbina eólica 401 para realizar la guiñada hacia la dirección del viento 502 por adelantado, para realizar una guiñada precisa y autónoma para aumentar la cantidad de generación de energía. En las soluciones técnicas de la presente divulgación, el equipo de prueba de hardware existente se utiliza para realizar un control de guiñada preciso por adelantado sin agregar equipo de prueba adicional, que ahorra costes operativos.

Por otra parte, si la diferencia entre la dirección del viento 501 y la dirección del viento 502 no está más allá del intervalo de diferencia de dirección del viento predeterminado, entonces el valor de la dirección del viento medido por la turbina eólica 401 se toma como referencia de guiñada, lo que es similar al control de guiñada existente.

Tercera realización

La figura 8 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según una tercera realización de la presente divulgación. Un procesamiento de ejemplo de la etapa S520 mostrada en la figura 5 se describe en la tercera realización.

Específicamente, el procesamiento según la tercera realización es particularmente adecuado para una situación en la que la dirección del viento cambia repentinamente y/o cambia con frecuencia.

En cuanto a la figura 8, en la etapa S810, una turbina eólica, que tiene una variación máxima del valor de la dirección del viento, se selecciona, de las otras turbinas eólicas, como una primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada actual.

La primera turbina eólica de dirección hacia adelante predeterminada actual seleccionada en este documento puede entenderse como una turbina eólica para determinar una dirección objetivo a la que la turbina eólica actual debe guiñar en un caso que se cumpla una condición para realizar la guiñada posteriormente. La turbina eólica actual realiza una guiñada hacia una dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada determinada.

En la etapa S820, si es necesario realizar un control de guiñada, se determina basándose en los estados cambiantes de las condiciones del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante.

Específicamente, si los valores de velocidad del viento medidos desde la turbina eólica en dirección hacia adelante y

la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada son ambos mayores que un primer umbral predeterminado de velocidad del viento, y los valores de variación de las direcciones del viento medidos desde la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera las turbinas eólicas predeterminadas en la dirección hacia adelante son ambas mayores que un umbral predeterminado de variación de la dirección del viento, entonces se determina que es necesario realizar un control de guiñada.

Como la dirección del viento cambia con frecuencia y cambia mucho en el caso de una velocidad del viento baja, y no es necesario realizar controles de guiñada con frecuencia a una velocidad del viento baja, el control de guiñada se realiza solo en el caso de que la velocidad del viento medida desde la primera turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante sea alta y el valor de variación de la dirección del viento medida desde la primera turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante sea grande.

Por otra parte, si cualquiera de los valores de velocidad del viento medidos desde la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante no es mayor que el primer umbral de velocidad del viento, o cualquiera de los valores de variación de las direcciones del viento medidos desde la turbina eólica en dirección adelante y la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada no es mayor que un primer umbral de dirección del viento, entonces se determina que no es necesario realizar el control de guiñada.

Si en la etapa S820, se determina que es necesario realizar un control de guiñada, entonces en la etapa S830, el control de guiñada se realiza en la turbina eólica actual de antemano en función del valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, para hacer que la turbina eólica actual se desvíe en la dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, aumentando así la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual.

Específicamente, si la turbina eólica actual está en un estado detenido, luego, se controla la turbina eólica actual para que entre en un estado de espera, y se controla un sistema de guiñada de la turbina eólica para realizar la guiñada basándose en el valor de la dirección del viento medido desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada. De esta manera, se reduce un retraso en el tiempo de arranque causado por la guiñada, y se ingresa inmediatamente a un estado de funcionamiento de generación de energía, aumentando así la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual.

Por otra parte, si la turbina eólica actual está en un estado de funcionamiento, entonces se realiza el control de guiñada en la turbina eólica actual de antemano en función de la distancia entre la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual, y el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada. Es decir, el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos a partir de la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada actual se consideran referencias para realizar un control de guiñada autónomo, para hacer que la turbina eólica actual se desvíe en la dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, aumentando así la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual.

La figura 9 muestra un ejemplo de procesamiento del método de control de funcionamiento para la turbina eólica según la tercera realización de la presente divulgación. Se hace referencia a la figura 9 y se asume que la dirección del viento cambia con frecuencia o cambia repentinamente. La dirección del viento actualmente conocida es una dirección del viento 501, y una turbina eólica 401 determina que una turbina eólica 403 tiene una variación máxima de la dirección del viento sobre la base de los datos de estado del viento recibidos medidos en tiempo real desde cada turbina eólica. En este caso, la turbina eólica 403 se selecciona como la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, y la guiñada debe realizarse hacia una dirección del viento 601 medida por la turbina eólica 403. Se calcula un tiempo de control para la pre-guiñada sobre la base de la distancia entre la turbina eólica 401 y la turbina eólica 403, un valor de variación de un ángulo de dirección del viento y un valor de velocidad del viento medidos desde la turbina eólica 403, para controlar un sistema de guiñada de la turbina eólica 401 para guiñar hacia la dirección del viento 601 de antemano, para lograr una guiñada autónoma con precisión y aumentar la cantidad de generación de energía.

Si en la etapa S820, se determina que no es necesario realizar el control de guiñada, entonces el control puede realizarse sobre la base de una estrategia de control habitual, que no se describe en el presente documento.

Sobre la base del procesamiento anterior, en el caso de que la dirección del viento cambie con frecuencia o cambie repentinamente, los datos del estado del viento medidos desde una turbina eólica con una gran variación de la velocidad del viento en el parque eólico se toman como referencia para realizar un control de guiñada preciso por adelantado. De esta manera, la cantidad de generación de energía de la turbina eólica se incrementa utilizando el equipo de prueba existente, sin agregar equipo de prueba de hardware adicional, ahorrando así costes operativos.

Cuarta realización

La figura 10 es un diagrama de flujo de un método de control de funcionamiento para una turbina eólica según la cuarta realización de la presente divulgación. Otro procesamiento ilustrativo de la etapa S520 mostrada en la figura 5 se describe en la cuarta realización.

- 5 Específicamente, el procesamiento según la cuarta realización es particularmente adecuado para una situación en la que la velocidad del viento cambia repentinamente y/o cambia con frecuencia.

10 En cuanto a la figura 10, en la etapa S1010, una turbina eólica, que tiene una variación máxima del valor de la velocidad del viento, se selecciona, de las otras turbinas eólicas, como una segunda turbina eólica actual en la dirección hacia adelante predeterminada. Los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada se toman como referencia para realizar el control correspondiente en la turbina eólica actual en el procesamiento posterior.

15 En la etapa S1020, si es necesario realizar el control se determina basándose en los estados cambiantes de las velocidades del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante.

20 Específicamente, si un valor de variación de la velocidad del viento medida desde la segunda turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada es mayor que un primer umbral de variación de velocidad del viento predeterminado, y un valor de variación de la velocidad del viento medida desde la turbina eólica en dirección hacia adelante es mayor que un valor predeterminado segundo umbral de variación de la velocidad del viento, entonces se determina que es necesario realizar el control. El segundo umbral de variación de la velocidad del viento puede ser menor que el primer umbral de variación de la velocidad del viento aquí. Es decir, solo en el caso de que los valores de variación de las velocidades del viento medidas desde la turbina eólica en dirección hacia adelante y la segunda
25 turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante sean ambos grandes, se determina que es necesario realizar el control.

30 En consecuencia, si el valor de variación de la velocidad del viento medida desde la segunda turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada no es mayor que el primer umbral de variación de la velocidad del viento, o el valor de variación, la velocidad del viento medida desde la turbina eólica en dirección hacia adelante no es mayor que la segunda umbral de variación de la velocidad del viento, entonces se determina que no es necesario realizar el control.

35 Si en la etapa S1020, se determina que es necesario realizar el control, entonces en la etapa S1030, el control se realiza en la turbina eólica actual basándose en los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.

40 Específicamente, si la turbina eólica actual está en un estado de funcionamiento, el control de protección de exceso de velocidad o el ajuste de optimización de la estrategia de control se pueden realizar en la turbina eólica actual basándose en la magnitud del valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.

45 Por ejemplo, si el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada no alcanza una velocidad del viento de corte predeterminada de la turbina eólica, entonces, el control de guiñada y el control de inclinación se realizan en la turbina eólica actual de antemano en función de la distancia entre la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual, el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada. Es decir, si el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada está en un intervalo de seguridad de funcionamiento de una turbina eólica, se puede realizar un control de guiñada y un control de inclinación oportuno y avanzado con la utilización de un
50 aumento en la velocidad del viento, para aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual. El procesamiento del control de guiñada mencionado en el presente documento es similar al de la segunda realización, que no se describe en el presente documento.

55 Como otro ejemplo, si el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada alcanza la velocidad del viento de corte predeterminada de la turbina eólica, luego se adquiere un tiempo de llegada esperado de un vendaval sobre la base de los datos de ubicación de la segunda turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante y el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante, para realizar los preparativos para realizar el control de protección de exceso de velocidad en la turbina eólica actual. De esta manera, el control de protección contra el exceso de velocidad se realiza por adelantado en el caso de que la velocidad del viento aumente repentinamente para exceder la velocidad del viento de corte de la turbina eólica, asegurando así la vida de funcionamiento de la turbina eólica.

60 La figura 11 es un diagrama esquemático de ejemplo del procesamiento de la etapa S1030. El gráfico topológico del parque eólico que se muestra en la figura 5 todavía se toma como ejemplo. Se hace referencia a la figura 11, y se supone que la dirección del viento cambia con frecuencia o cambia repentinamente, y una turbina eólica 401 determina que una turbina eólica 405 tiene una variación máxima de velocidad del viento, que cambia de una velocidad del viento

801 a una velocidad del viento 802, basada en los datos de estado del viento recibidos medidos en tiempo real de cada turbina eólica. En este caso, la turbina eólica 405 se selecciona como la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada. Cuando se determina que la velocidad del viento es mayor que la velocidad del viento de corte de la turbina eólica, se obtiene una distancia entre la turbina eólica 405 y la turbina eólica 401 sobre la base de los datos de ubicación de la turbina eólica 405, y se adquiere un tiempo de llegada esperado de un vendaval basado en el valor de velocidad del viento medido desde la turbina eólica 405 y los datos de la distancia. La turbina eólica 401 se prepara para realizar la protección contra exceso de velocidad en sí misma para garantizar su funcionamiento seguro, lo que facilita alargar su vida operativa.

Por otra parte, si la turbina eólica actual está en un estado detenido, entonces se controla la turbina eólica actual para que entre en un estado de espera, y el proceso del método vuelve a la etapa S410 para continuar realizando el método de control de funcionamiento para la turbina eólica según la presente divulgación.

La figura 12 es un diagrama esquemático de otro ejemplo de procesamiento de la etapa S1030. El gráfico topológico del parque eólico que se muestra en la figura 5 todavía se toma como ejemplo. Se hace referencia a la figura 12, y se supone que una turbina eólica 401 está en un estado detenido, y la turbina eólica 401 determina que una turbina eólica 405 tiene una variación máxima de la velocidad del viento, que cambia a una velocidad del viento 602, basada en los datos de estado del viento recibidos medidos en tiempo real de cada turbina eólica. En este caso, la turbina eólica 405 se selecciona como la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada. Después de que se determina que la velocidad del viento (por ejemplo, una velocidad del viento superior a 5 m/s) cambia para ser más alta que la velocidad del viento inicial (por ejemplo, 3 m/s), la turbina eólica 401 se controla a sí misma para entrar en un estado de espera, la etapa S410 se realiza para lograr la guiñada automática o lograr la alineación del viento de antemano, y se continúa la realización del método de control de funcionamiento para la turbina eólica de acuerdo con la presente divulgación.

Quinta realización

La figura 13 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según la quinta realización de la presente divulgación. El aparato de control de funcionamiento se puede proporcionar en un sistema de control principal de la turbina eólica, para realizar el método de control de funcionamiento de la turbina eólica según la primera realización.

En cuanto a la figura 13, el aparato de control de funcionamiento para la turbina eólica según la quinta realización incluye una unidad de determinación de orientación 1310 y una unidad de control de funcionamiento 1320.

La unidad de determinación de orientación 1310 está configurada para adquirir datos de una orientación actual de una góndola de una turbina eólica actual.

La unidad de control de operación 1320 está configurada para controlar un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual sobre la base de los datos de la orientación, los datos de ubicación de cada turbina eólica en un parque eólico y los datos del estado del viento medidos de cada turbina eólica, para aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual.

Opcionalmente, para la turbina eólica actual, los datos de ubicación de cada turbina eólica en el parque eólico son datos de coordenadas polares, con la turbina eólica actual como polo y un radio en un ángulo predeterminado desde el polo como eje polar.

Además, el aparato de control de funcionamiento de la turbina eólica también incluye:

- una unidad de recepción de parámetros 1330, configurada para recibir valores de velocidad del viento y valores de dirección del viento medidos desde otras turbinas eólicas; y

- una unidad de almacenamiento de parámetros 1340, configurada para almacenar coordenadas polares de cada turbina eólica en el parque eólico en asociación con el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde cada turbina eólica.

Además, la unidad de recepción de parámetros 1330 está configurada además para recibir coordenadas de ubicación geográfica medidas desde otras turbinas eólicas. En consecuencia, el aparato de control de funcionamiento para la turbina eólica incluye además: una unidad de cálculo de coordenadas polares 1340, configurado para calcular las coordenadas polares de otras turbinas eólicas en función de una coordenada de ubicación geográfica de la turbina eólica actual y las coordenadas de ubicación geográfica medidas desde las otras turbinas eólicas.

Además, la unidad de determinación de orientación 1310 está configurada para adquirir un valor de ángulo de guiñada leído desde un contador de guiñada de la turbina eólica actual, y adquirir los datos de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual a partir del valor del ángulo de guiñada.

Sexta realización

La figura 14 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según la sexta realización de la presente divulgación. El aparato de control de funcionamiento de la turbina eólica es una implementación específica del aparato de control de funcionamiento mostrado en la quinta realización.

En cuanto a la figura 14, la unidad de control de funcionamiento 1320 en el aparato de control de funcionamiento para la turbina eólica de acuerdo con la sexta realización incluye además: una unidad de selección de turbina de viento en dirección hacia adelante 1420, configurada para seleccionar una turbina eólica cuya ubicación sea consistente con la orientación actual como una turbina eólica actual en dirección hacia adelante. En consecuencia, la unidad de control de operación 1320 está configurada para controlar el dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica sobre la base de los datos de ubicación de la turbina eólica en la dirección hacia adelante, el valor de la velocidad del viento y/o el valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual, para aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual.

La unidad de selección de turbina eólica de dirección hacia adelante 1420 está configurada para seleccionar, a partir de los datos de ubicación de otras turbinas eólicas en el parque eólico, los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene una diferencia, dentro de un intervalo de ángulos predeterminado, con respecto a un ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual, y determinar una turbina eólica correspondiente a los datos de ubicación seleccionados como la turbina eólica en dirección hacia adelante.

Además, la unidad de selección de turbina eólica en dirección hacia adelante 1420 está configurada además para: si el número de la turbina eólica, correspondiente a los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene la diferencia, dentro del intervalo de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual, es más de uno, seleccionar, de las más de una turbina eólica correspondiente, una turbina eólica que tenga una distancia mínima desde la turbina eólica actual, como la turbina eólica en dirección hacia adelante.

Además, la unidad de recepción de parámetros 1330 está configurada además para recibir valores de altitud medidos desde las otras turbinas eólicas. La unidad de almacenamiento de parámetros 1340 está configurada para almacenar las coordenadas polares de cada turbina eólica en el parque eólico en asociación con un valor de altitud, el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos en cada turbina eólica. En consecuencia, la unidad de selección de turbina eólica de dirección hacia adelante 1420 está configurada para seleccionar, a partir de los datos de ubicación de las otras turbinas eólicas del parque eólico, una turbina eólica que cumple la siguiente condición como turbina eólica en dirección hacia adelante: su ángulo polar tiene una diferencia, dentro de un intervalo de diferencia de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual, y su valor de altitud tiene una diferencia, dentro de un intervalo de diferencia de altitud predeterminado, con respecto al valor de altitud de la turbina eólica actual.

Además, la unidad de control de operación 1320 está configurada para: realizar un control de guiñada en la turbina eólica actual de antemano sobre la base del valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en dirección hacia adelante y una distancia entre la turbina eólica en dirección hacia adelante y la turbina eólica actual, si la turbina eólica actual está en un estado de funcionamiento, y una diferencia de dirección del viento entre el valor de la dirección del viento medido desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un valor de la dirección del viento medido previamente desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante está más allá de un intervalo de diferencia de dirección del viento predeterminada.

Séptima realización

La figura 15 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según una séptima realización de la presente divulgación. El aparato de control de funcionamiento para la turbina eólica es una implementación específica de la unidad de control de funcionamiento 1320 en el aparato de control de funcionamiento mostrado en la sexta realización.

En cuanto a la figura 15, la unidad de control de funcionamiento 1320 incluye una primera unidad de selección de turbina eólica 1510 en la dirección hacia adelante predeterminada, una primera unidad de determinación de control 1520 y una primera unidad de ejecución de control 1530.

La primera unidad de selección de turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada 1510 está configurada para seleccionar, de las otras turbinas eólicas, una turbina eólica, que tiene una variación máxima del valor medido de la dirección del viento, como una primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada actual.

La primera unidad de determinación de control 1520 está configurada para determinar, sobre la base de los estados cambiantes de las condiciones del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si es necesario realizar un control de guiñada.

Específicamente, la primera unidad de determinación de control 1520 está configurada para:

determinar que es necesario realizar un control de guiñada, si el valor de la velocidad del viento medido desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada es mayor que un primer umbral predeterminado de velocidad del viento, y un valor de variación de la dirección del viento medida desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada es mayor que un umbral predeterminado de variación de la dirección del viento; y

determinar que no es necesario realizar el control de guiñada, si el valor de la velocidad del viento medido desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada no es mayor que el primer umbral de velocidad del viento predeterminado, o el valor de variación de la dirección del viento medida desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada no es mayor que una primera umbral de dirección del viento.

La primera unidad de ejecución de control 1530 está configurada para: realizar el control de guiñada en la turbina eólica actual de antemano basándose en el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si la primera unidad de determinación de control 1520 determina que es necesario realizar un control de guiñada, para hacer que la turbina eólica actual gire en una dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.

Específicamente, la primera unidad de ejecución de control 1530 está configurada para:

controlar la turbina eólica actual entrar en un estado de espera y realizar guiñada por adelantado a través de la unidad de determinación de orientación 1310 y la unidad de control de operación 1320, si la turbina eólica actual está en un estado detenido; y

realizar el control de guiñada en la turbina eólica actual de antemano basándose en una distancia entre la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual, y el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si la turbina eólica actual está en un estado de funcionamiento, para hacer que la turbina eólica actual se desvíe en la dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.

Octava realización

La figura 16 es un diagrama de bloques lógico de un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica según la octava realización de la presente divulgación. El aparato de control de funcionamiento para la turbina eólica es otra implementación específica de la unidad de control de funcionamiento 1320 en el aparato de control de funcionamiento mostrado en la sexta realización.

En cuanto a la figura 16, la unidad de control de funcionamiento 1320 incluye una segunda unidad de selección de turbina eólica 1610 en la dirección hacia adelante predeterminada, una segunda unidad de determinación de control 1620 y una segunda unidad de ejecución de control 1630.

La segunda unidad de selección de turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada 1610 está configurada para seleccionar, de las otras turbinas eólicas, una turbina eólica que tiene una variación máxima del valor de velocidad del viento medido, como una segunda turbina eólica actual en la dirección hacia adelante predeterminada.

La segunda unidad de determinación de control 1620 está configurada para determinar, sobre la base de las velocidades cambiantes de las condiciones del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si es necesario realizar un control de guiñada.

Específicamente, la segunda unidad de determinación de control 1620 está configurada para:

determinar que es necesario realizar un control de guiñada, si un valor de variación de la velocidad del viento medida desde la segunda turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada es mayor que un primer umbral de variación de velocidad del viento predeterminado, y un valor de variación de la velocidad del viento medida desde la turbina eólica en dirección hacia adelante es mayor que un valor predeterminado segundo umbral de variación de la velocidad del viento; y

determinar que no es necesario realizar el control de guiñada, si el valor de variación de la velocidad del viento medida desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada no es mayor que el primer umbral predeterminado de velocidad del viento, o el valor de variación de la velocidad del viento medida desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante no es mayor que el segundo umbral predeterminado de variación de la velocidad del viento.

La segunda unidad de ejecución de control 1630 está configurada para: controlar la turbina eólica actual basándose en los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si la segunda unidad de determinación de control 1620 determina que es necesario realizar el control.

5 Además, la segunda unidad de ejecución de control 1630 está configurada para:

10 adquirir un tiempo de llegada esperado de un vendaval sobre la base de los datos de ubicación de la segunda turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante y el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica predeterminada en dirección hacia adelante, para realizar los preparativos para realizar el control de protección de exceso de velocidad en la turbina eólica actual, si el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada alcanza una velocidad del viento de corte predeterminada de la turbina eólica; y

15 realizar el control de guiñada y el control de inclinación en la turbina eólica actual de antemano basándose en una distancia entre la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual, y el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, para aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual, si el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada no alcanza la velocidad del viento de corte predeterminada de la turbina eólica.

20 Además, la segunda unidad de ejecución de control 1630 está configurada para: controlar la turbina eólica actual, entrar en un estado de espera y realizar la guiñada en función de la distancia entre la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual y los datos de estado del viento medidos desde el segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si la turbina eólica actual está en un estado detenido.

Se proporciona además una turbina eólica que incluye el aparato de control de funcionamiento anterior según una realización de la presente divulgación.

30 Cabe destacar que, basado en los requisitos de las implementaciones, cada componente/etapa descrito en la presente divulgación puede dividirse en más componentes/etapas, y se pueden combinar dos o múltiples componentes/etapas o partes de componentes/etapas para formar un nuevo componente/etapa para lograr el objeto de la presente divulgación.

35 El método de acuerdo con la presente divulgación puede implementarse con hardware o firmware, o puede implementarse con software o código de ordenador que puede almacenarse en un medio de grabación (tal como CD ROM, RAM, disquete, disco duro o disco magneto-óptico). O, el método puede implementarse con un código de ordenador almacenado originalmente en un medio de registro remoto o en un medio legible por ordenador no transitorio, que se puede descargar a través de la red y se almacenará en un medio de registro local. Por lo tanto, el método descrito en el presente documento puede ser procesado por software almacenado en un medio de registro aplicado a un ordenador de propósito general, un procesador específico o hardware programable o especial (tal como ASIC o FPGA). Puede entenderse que, un ordenador, un procesador, un controlador de microprocesador o hardware programable incluye un módulo de memoria (tal como RAM, ROM, memoria flash) que puede almacenar o recibir software o código de ordenador, y el método aquí descrito se implementa cuando un ordenador accede y ejecuta el software o código de ordenador, un procesador o hardware. Además, cuando un ordenador de propósito general accede al código para implementar el procesamiento descrito en el presente documento, el ordenador de propósito general se cambia a un ordenador de propósito especial para ejecutar el procesamiento descrito en el presente documento como resultado de la ejecución del código.

50 Las descripciones anteriores son simplemente realizaciones de la invención, y el alcance de protección de la invención no se limita a las mismas. Variaciones o sustituciones realizadas por los expertos en la técnica sin apartarse del alcance técnico de la presente divulgación caerán dentro del alcance de protección de la invención. Por lo tanto, el alcance de protección de la invención se definirá por las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un método de control de funcionamiento para una turbina eólica, que comprende:

- 5 adquirir (S410) datos de una orientación actual de una góndola de una turbina eólica actual (401); y
controlar (S420) un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) sobre la base de los
datos de la orientación, los datos de ubicación de cada una de las turbinas eólicas en un parque eólico y los datos
del estado del viento medidos desde cada una de las turbinas eólicas, para aumentar la cantidad de generación
de energía de la turbina eólica actual (401); en donde los datos de ubicación de cada una de las turbinas eólicas
10 están en forma de coordenadas polares que indican una distancia desde un polo y un ángulo polar en relación con
un eje polar, en un radar virtual con la turbina eólica actual (401) como el polo y un radio desde el polo en una
dirección predeterminada como eje polar;
en donde el control (S420) de un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) comprende:
15 seleccionar (S510) una turbina eólica cuya ubicación sea consistente con la orientación actual como una turbina
eólica en dirección hacia adelante; que comprende, además:

seleccionar, a partir de datos de ubicación de turbinas eólicas distintas de la turbina eólica actual en el
parque eólico, los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene tal diferencia con respecto a un ángulo polar
20 de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual (401) que está dentro de un intervalo de
ángulos predeterminado, y determinar una turbina eólica correspondiente a los datos de ubicación
seleccionados como la turbina eólica en dirección hacia adelante;

y
25 controlar (S520) el dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) por adelantado y de forma
autónoma en función de los datos de ubicación de la turbina eólica en la dirección hacia adelante, un valor de
la velocidad del viento y/o un valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección
hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual (401).
- 30 2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la selección de una turbina eólica cuya ubicación sea
consistente con la orientación actual como turbina eólica en dirección hacia adelante comprende además:

si el número de la turbina eólica, correspondiente a los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene la diferencia,
dentro del intervalo de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola
35 de la turbina eólica actual (401), es más de uno,
seleccionar, de las más de una turbina eólica correspondiente, una turbina eólica que tiene una distancia mínima
desde la turbina eólica actual (401), como la turbina eólica en dirección hacia adelante.
- 40 3. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende, además:

recibir valores de altitud medidos de las otras turbinas eólicas y almacenar las coordenadas polares de cada turbina
eólica en el parque eólico en asociación con un valor de altitud, un valor de la velocidad del viento y un valor de la
dirección del viento medidos en cada turbina eólica;
45 en el que la selección de la turbina eólica cuya ubicación es consistente con la orientación actual como la turbina
eólica en dirección hacia adelante sobre la base de los datos de ubicación de las otras turbinas eólicas en el parque
eólico comprende:
seleccionar, a partir de los datos de ubicación de las otras turbinas eólicas del parque eólico, una turbina eólica
que cumple la siguiente condición como turbina eólica en dirección hacia adelante: su ángulo polar tiene una
diferencia, dentro de un intervalo de diferencia de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la
50 orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual (401), y su valor de altitud tiene una diferencia, dentro
de un intervalo de diferencia de altitud predeterminado, con respecto al valor de altitud de la turbina eólica actual
(401).
- 55 4. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que el control del dispositivo de
funcionamiento de la turbina eólica actual (401) en función de los datos de ubicación de la turbina eólica en la dirección
hacia adelante, un valor de la velocidad del viento y/o un valor de la dirección del viento medidos desde la turbina
eólica en dirección hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual comprende:
realizar el control de guiñada en la turbina eólica actual (401) de antemano basándose en el valor de la velocidad del
viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y una distancia
60 entre la turbina eólica en la dirección hacia adelante y la turbina eólica actual (401), si la turbina eólica actual (401)
está en un estado de funcionamiento, y una diferencia de dirección del viento entre el valor de la dirección del viento
medido desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un valor de la dirección del viento medido previamente
desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante está más allá de un intervalo de diferencia de dirección del viento
predeterminada.
- 65 5. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que el control del dispositivo de

funcionamiento de la turbina eólica actual (401) en función de los datos de ubicación de la turbina eólica en la dirección hacia adelante, un valor de la velocidad del viento y/o un valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) comprende:

- 5 seleccionar (S810), de las otras turbinas eólicas, una turbina eólica que tiene una variación máxima del valor medido de la dirección del viento como una primera turbina eólica actual en la dirección hacia adelante predeterminada; y
determinar (S820), sobre la base de los estados cambiantes de las condiciones del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si es necesario
10 realizar el control de la guiñada, y realizar (830) el control de la guiñada en la turbina eólica actual (401) de antemano en función del valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medido desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si se determina que es necesario realizar un control de guiñada, para hacer que la turbina eólica actual (401) gire en una dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.
15
6. El método de acuerdo con la reivindicación 5, en el que la determinación, sobre la base de los estados cambiantes de las condiciones del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si es necesario realizar un control de guiñada comprende:
determinar que es necesario realizar un control de guiñada, si los valores de velocidad del viento medidos desde la
20 turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada son ambos mayores que un primer umbral predeterminado de velocidad del viento, y los valores de variación de las direcciones del viento medidos desde la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera las turbinas eólicas predeterminadas en la dirección hacia adelante son ambas mayores que un umbral predeterminado de variación de la dirección del viento.
25
7. El método de acuerdo con la reivindicación 6, en el que realizar el control de guiñada en la turbina eólica actual (401) de antemano en función del valor de la velocidad del viento medido desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada comprende:
30 si la turbina eólica actual (401) está en un estado detenido, controlar la turbina eólica actual (401) para que entre en un estado de espera, y volver a realizar la adquisición de datos de una orientación actual de una góndola de una turbina eólica actual (401), y el control de un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) basado en los datos de la orientación, los datos de ubicación de cada turbina eólica en un parque eólico y los datos del estado del viento medidos de cada turbina eólica, para realizar el control de guiñada por adelantado; y
35 si la turbina eólica actual (401) está en un estado de funcionamiento, realizar el control de guiñada en la turbina eólica actual (401) de antemano basándose en una distancia entre la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual (401), y el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, para hacer que la turbina eólica actual (401) gire en la dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.
40
8. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que el control del dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) sobre la base de los datos de ubicación de la turbina eólica en dirección hacia adelante, el valor de la velocidad del viento y/o el valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica
45 en dirección hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) comprende:
seleccionar (S1010), de las otras turbinas eólicas, una turbina eólica que tiene una variación máxima del valor de la velocidad del viento medida como una segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada actual; y
50 determinar (S1020), basado en los estados cambiantes de las velocidades del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si es necesario realizar el control y si se determina que es necesario realizar el control, realizar el control (S1030) en la turbina eólica actual (401) sobre la base de los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.
55
9. El método de acuerdo con la reivindicación 8, en el que la determinación, basado en los estados cambiantes de las velocidades del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si el control debe realizarse comprende:
60 determinar que es necesario realizar el control, si un valor de variación de la velocidad del viento medida desde la segunda turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada es mayor que un primer umbral de variación de velocidad del viento predeterminado, y un valor de variación de la velocidad del viento medida desde la turbina eólica en dirección hacia adelante es mayor que un segundo umbral de variación de la velocidad del viento predeterminado; y
65 determinar que no es necesario realizar el control, si el valor de variación de la velocidad del viento medida desde la segunda turbina eólica en dirección hacia adelante predeterminada no es mayor que el primer umbral de

variación de la velocidad del viento, o el valor de variación de la velocidad del viento medida desde la turbina eólica en dirección hacia adelante no es mayor que el segundo umbral de variación de la velocidad del viento.

10. El método de acuerdo con la reivindicación 8, en el que el control de ejecución de la turbina eólica actual (401) sobre la base de los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada comprende:

hacer preparativos para realizar el control de protección de exceso de velocidad en la turbina eólica actual (401) sobre la base de los datos de ubicación de la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada alcanza una velocidad del viento de corte predeterminada de la turbina eólica; y
realizar control de guiñada y control de inclinación en la turbina eólica actual (401) de antemano basándose en una distancia entre la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual (401), el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada no alcanza la velocidad del viento de corte predeterminada de la turbina eólica.

11. El método de acuerdo con la reivindicación 8, en el que el control de ejecución de la turbina eólica actual (401) sobre la base de los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada comprende:

controlar la turbina eólica actual (401) para que entre en un estado de espera y realizar la guiñada en función de la distancia entre la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada y la turbina eólica actual (401) y los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si la turbina eólica actual (401) está en un estado detenido y el valor de la velocidad del viento medido desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada alcanza una velocidad del viento de arranque.

12. Un aparato de control de funcionamiento para una turbina eólica, que comprende:

una unidad de determinación de la orientación (1310), configurada para adquirir datos de una orientación actual de una góndola de una turbina eólica actual (401); y
una unidad de control de funcionamiento (1320), configurada para controlar un dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual (401) sobre la base de los datos de la orientación, los datos de ubicación de cada una de las turbinas eólicas en un parque eólico y los datos del estado del viento medidos desde cada una de las turbinas eólicas, para aumentar la cantidad de generación de energía de la turbina eólica actual (401); en donde los datos de ubicación de cada una de las turbinas eólicas están en forma de coordenadas polares que indican una distancia desde un polo y un ángulo polar en relación con un eje polar, en un radar virtual con la turbina eólica actual como polo y un radio desde el polo en una dirección predeterminada como eje polar;
en donde la unidad de control de funcionamiento (1320) comprende:

una unidad de selección de turbina eólica en dirección hacia adelante (1420), configurada para seleccionar una turbina eólica cuya ubicación sea consistente con la orientación actual como una turbina eólica actual en dirección hacia adelante; y
la unidad de control de operación (1320) está configurada para controlar el dispositivo de funcionamiento de la turbina eólica actual por adelantado y de forma autónoma sobre la base de los datos de ubicación de la turbina eólica en dirección hacia adelante, un valor de la velocidad del viento y/o un valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un estado de funcionamiento de la turbina eólica actual (401);
en donde la unidad de selección de turbina eólica en dirección hacia adelante (1420) está configurada para seleccionar, a partir de los datos de ubicación de las otras turbinas eólicas del parque eólico, los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene tal diferencia, con respecto a un ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual (401) que está dentro de un intervalo de ángulos predeterminado, y determinar una turbina eólica correspondiente a los datos de ubicación seleccionados como la turbina eólica en dirección hacia adelante.

13. El aparato de acuerdo con la reivindicación 12, en el que:

si el número de la turbina eólica, correspondiente a los datos de ubicación cuyo ángulo polar tiene la diferencia, dentro del intervalo de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual (401), es más de uno, la unidad de selección de turbina eólica de dirección hacia adelante (1420) está configurada para seleccionar, de las más de una turbina eólica correspondiente, una turbina eólica que tiene una distancia mínima desde la turbina eólica actual (401), como la turbina eólica en dirección hacia adelante.

14. El aparato de acuerdo con la reivindicación 12, que comprende además: una unidad de recepción de parámetros (1330) configurada para recibir valores de altitud medidos desde las otras turbinas eólicas, y una unidad de almacenamiento de parámetros (1340) configurada para almacenar coordenadas polares de cada turbina eólica en el

parque eólico en asociación con un valor de altitud, un valor de la velocidad del viento y un valor de la dirección del viento medidos en cada turbina eólica; en donde

la unidad de selección de turbina eólica de dirección hacia adelante (1420 está configurada para seleccionar, a partir de los datos de ubicación de las otras turbinas eólicas del parque eólico, una turbina eólica que satisfaga la siguiente condición como turbina eólica en dirección hacia adelante:

su ángulo polar tiene una diferencia, dentro de un intervalo de diferencia de ángulos predeterminado, con respecto al ángulo polar de la orientación actual de la góndola de la turbina eólica actual (401), y su valor de altitud tiene una diferencia, dentro de un intervalo de diferencia de altitud predeterminado, con respecto al valor de altitud de la turbina eólica actual (401).

15. El aparato de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en el que la unidad de control de funcionamiento está configurada para:

realizar el control de guiñada en la turbina eólica actual (401) de antemano basándose en el valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y una distancia entre la turbina eólica en la dirección hacia adelante y la turbina eólica actual (401), si la turbina eólica actual (401) está en un estado de funcionamiento, y una diferencia de dirección del viento entre el valor de la dirección del viento medido desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante y un valor de la dirección del viento medido previamente desde la turbina eólica en la dirección hacia adelante está más allá de un intervalo de diferencia de dirección del viento predeterminada.

16. El aparato de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en el que la unidad de control de funcionamiento (1320) comprende:

una primera unidad de selección de turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada (1510), configurada para seleccionar, de las otras turbinas eólicas, una turbina eólica que tiene una variación máxima del valor de dirección del viento medido, como una primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada actual;

una primera unidad de determinación de control (1520), configurada para determinar, sobre la base de los estados cambiantes de las condiciones del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si es necesario realizar un control de la guiñada; y

una primera unidad de ejecución de control (1530), configurada para realizar el control de guiñada en la turbina eólica actual (401) de antemano en función del valor de la velocidad del viento y el valor de la dirección del viento medidos desde la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada si la primera unidad de determinación de control determina que es necesario realizar el control de guiñada, para hacer que la turbina eólica actual (401) gire en una dirección del viento detectada por la primera turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada.

17. El aparato de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, en el que la unidad de control de funcionamiento (1320) comprende:

una segunda unidad de selección de turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada (1610), configurada para seleccionar, de las otras turbinas eólicas, una turbina eólica que tiene una variación máxima del valor de la velocidad del viento medida como una segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada actual;

una segunda unidad de determinación de control (1620), configurada para determinar, basado en los estados cambiantes de las velocidades del viento de la turbina eólica en dirección hacia adelante y la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si es necesario realizar un control de la guiñada; y

una segunda unidad de ejecución de control (1630), configurada para controlar la turbina eólica actual (401) en función de los datos del estado del viento medidos desde la segunda turbina eólica en la dirección hacia adelante predeterminada, si la segunda unidad de determinación de control determina que es necesario realizar el control.

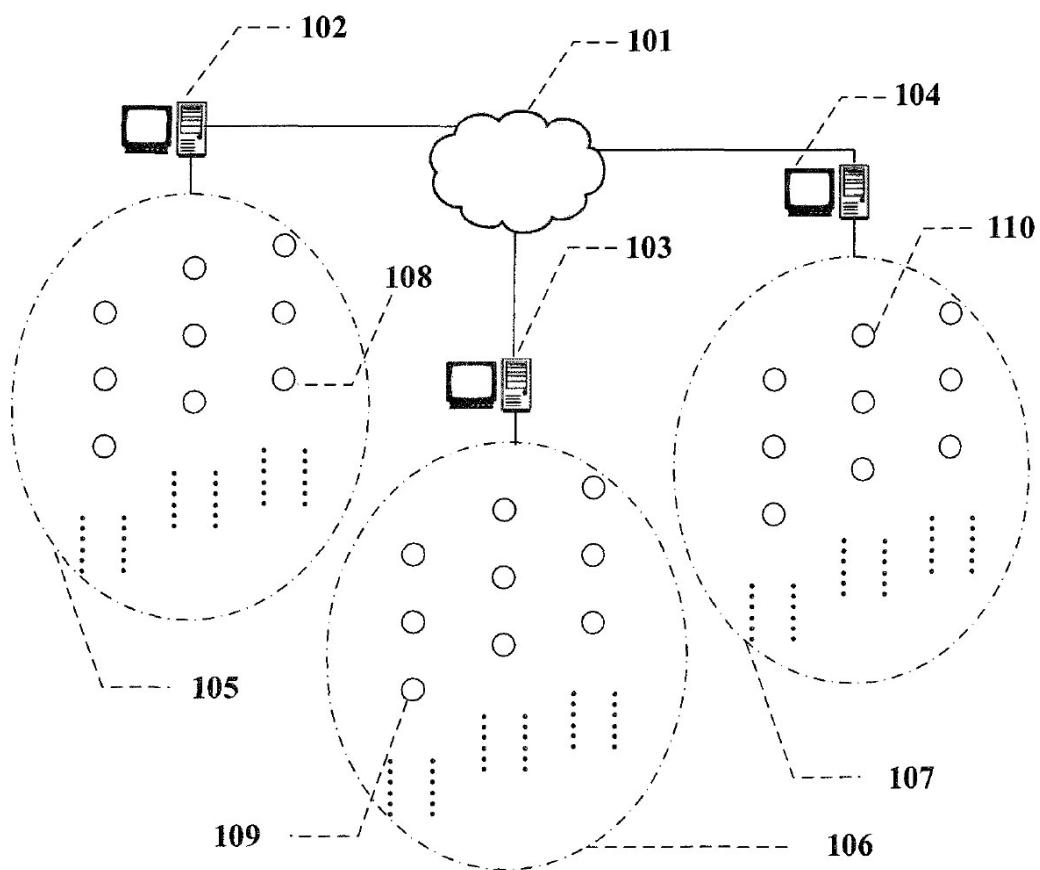


Figura 1

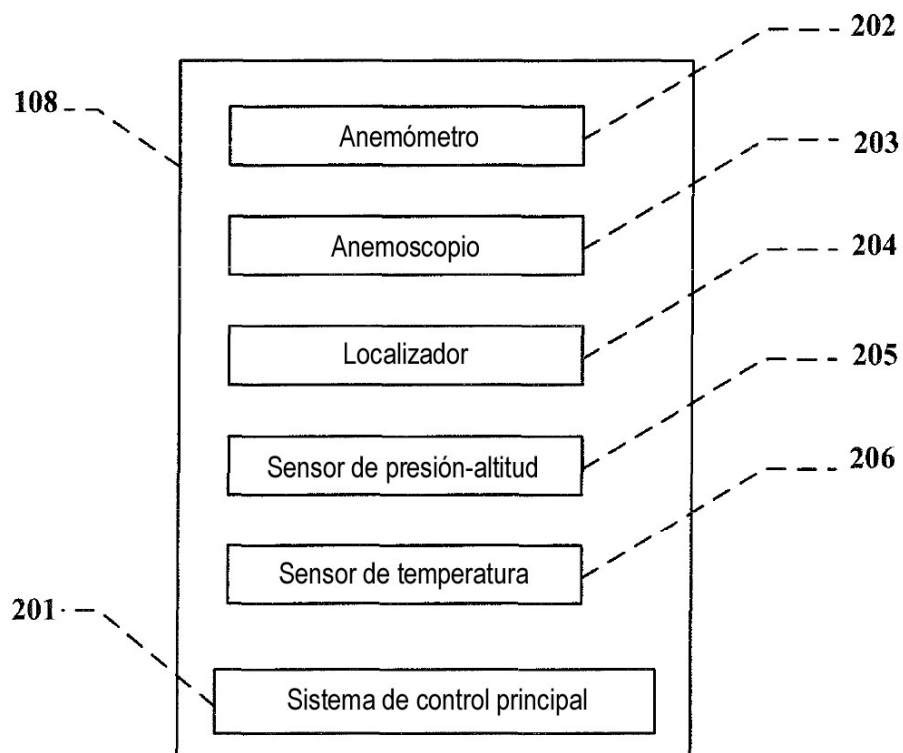


Figura 2

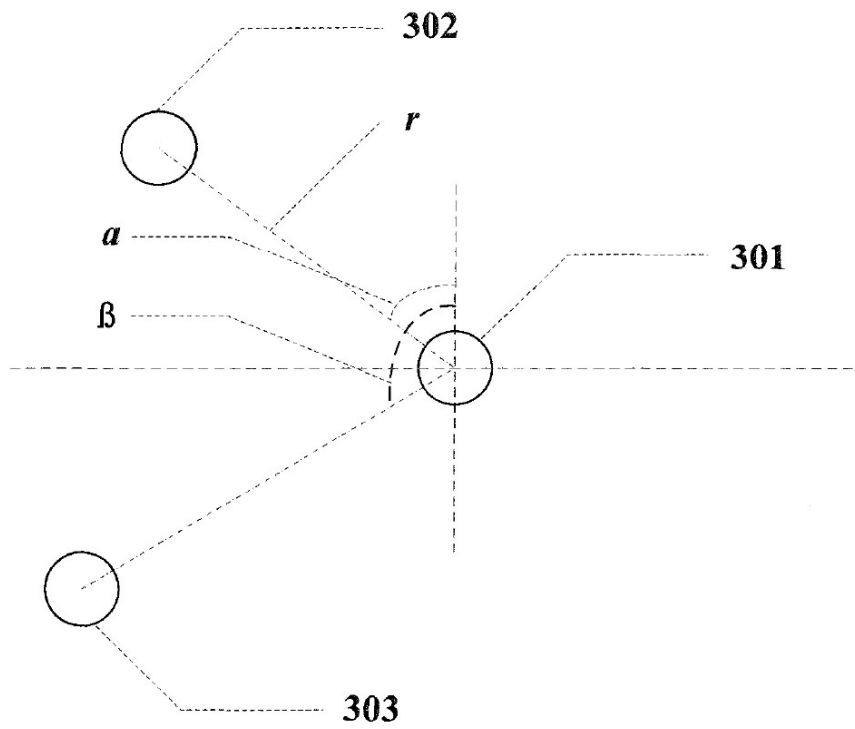


Figura 3

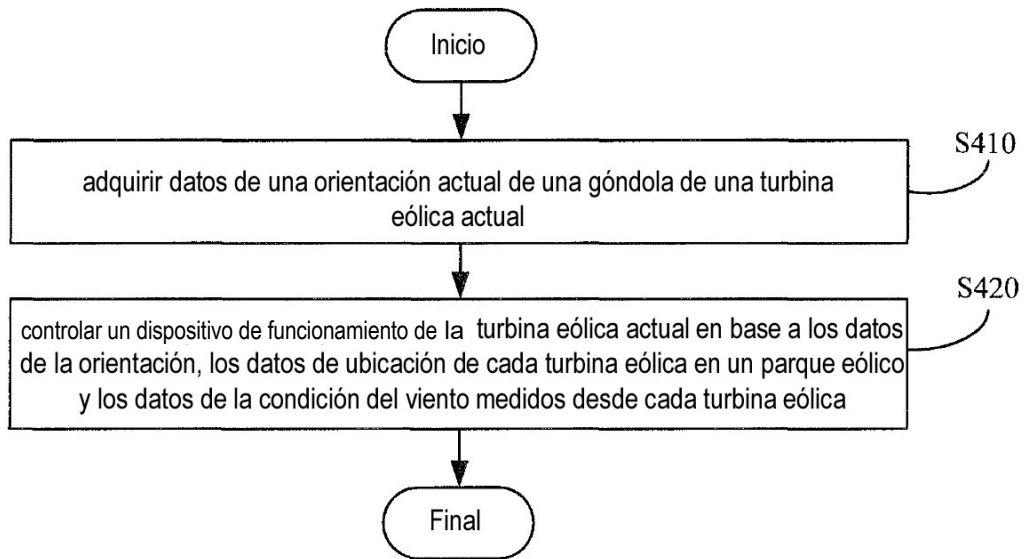


Figura 4

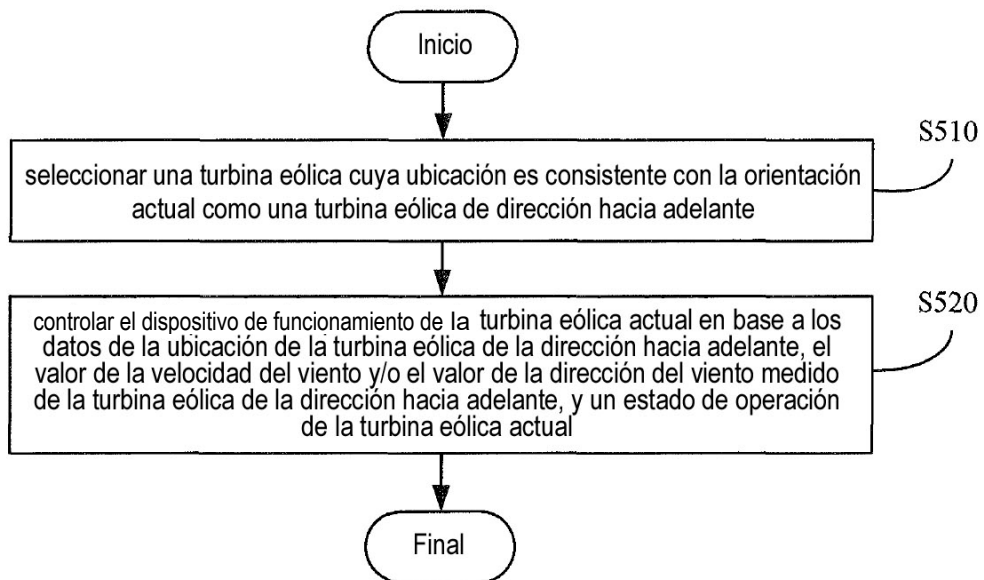


Figura 5

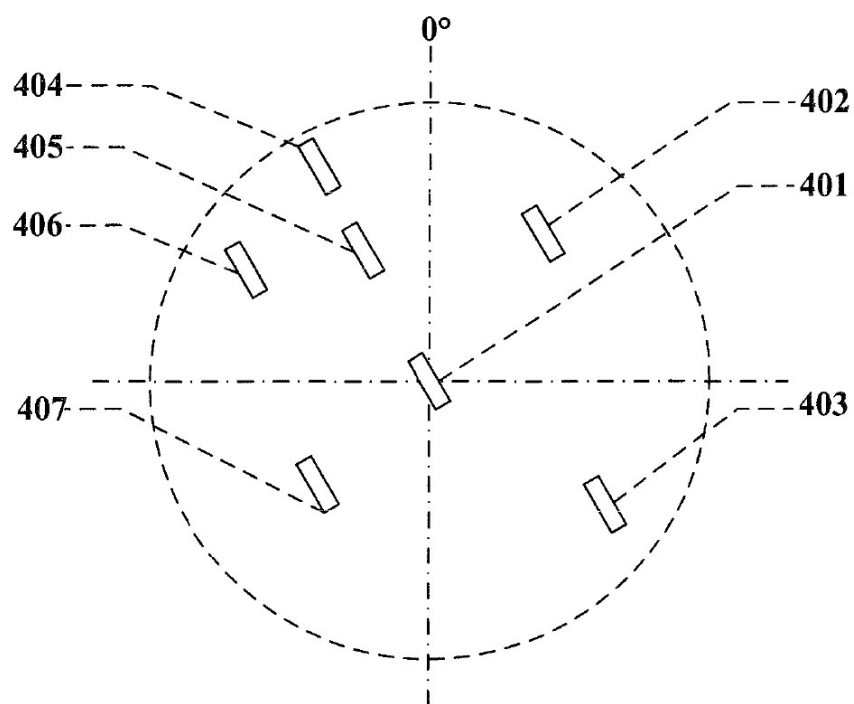


Figura 6

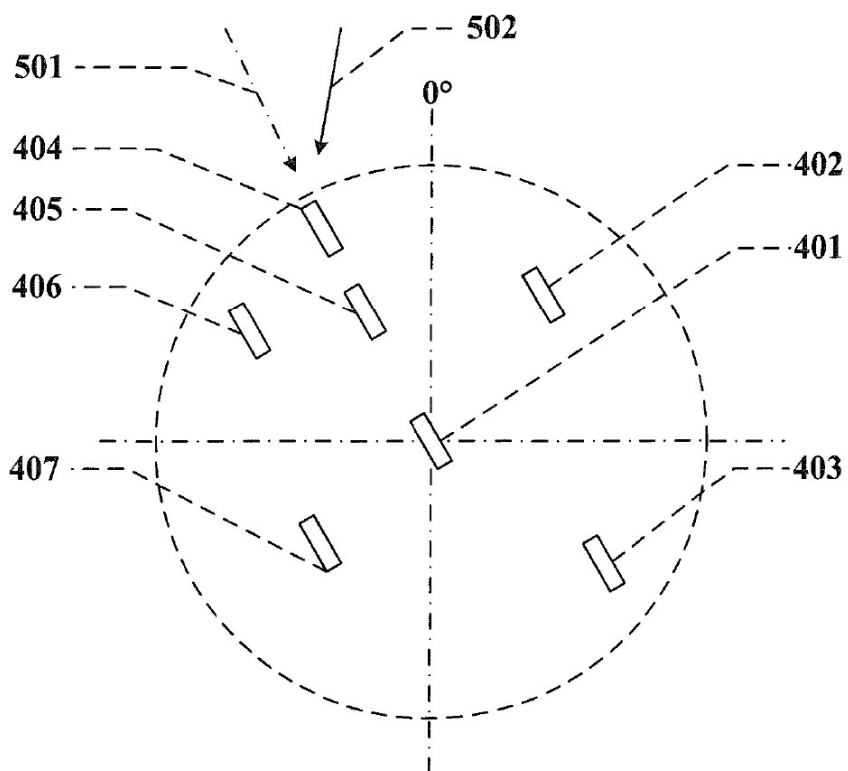


Figura 7

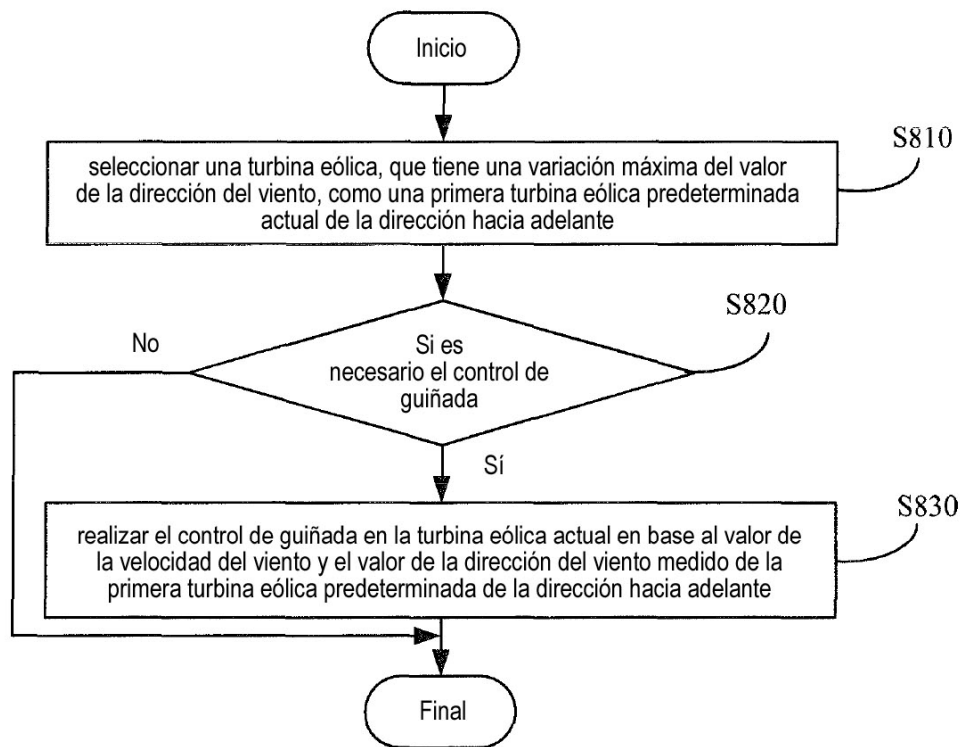


Figura 8

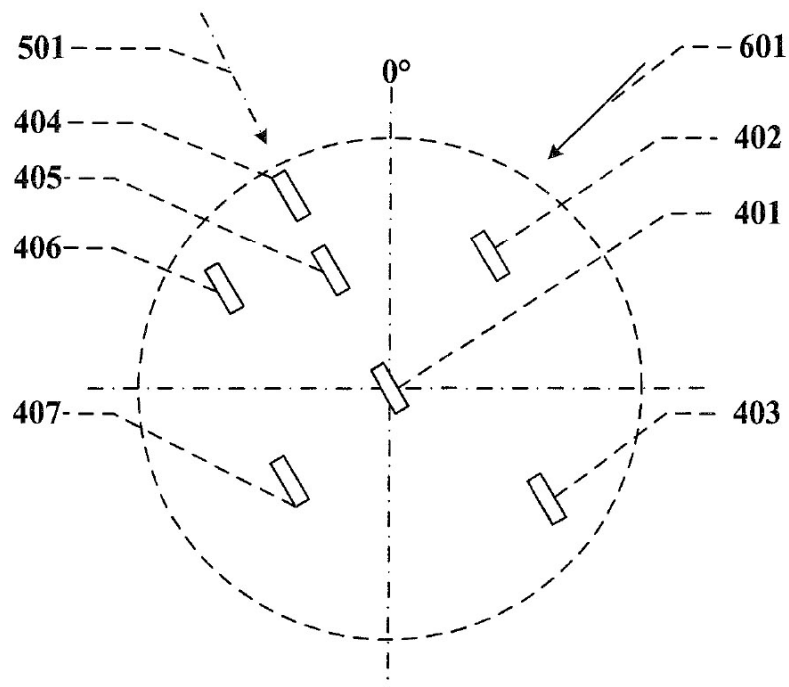


Figura 9

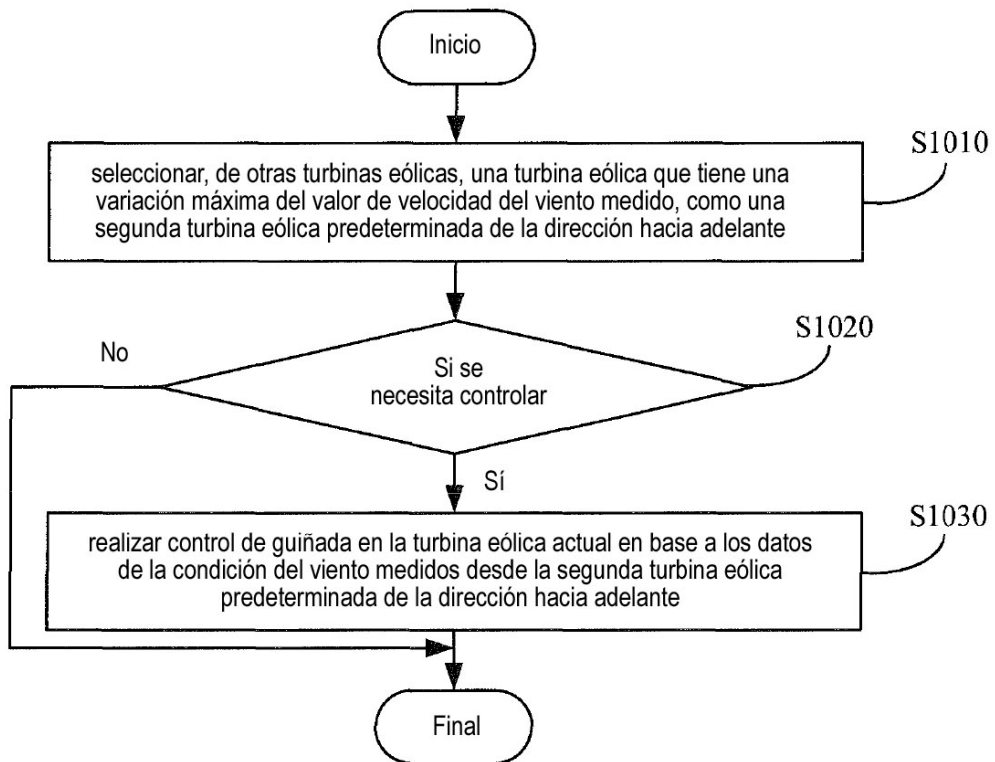


Figura 10

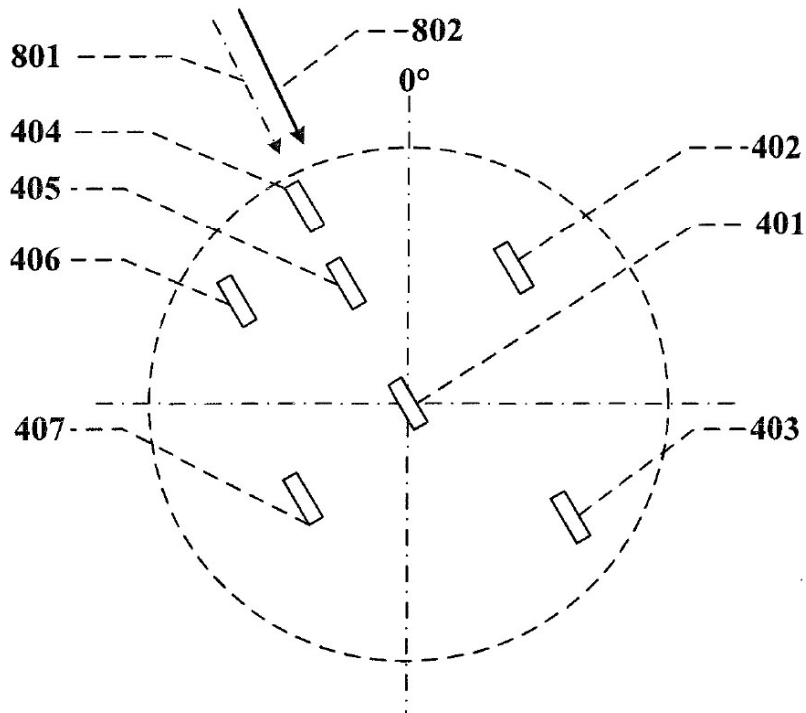


Figura 11

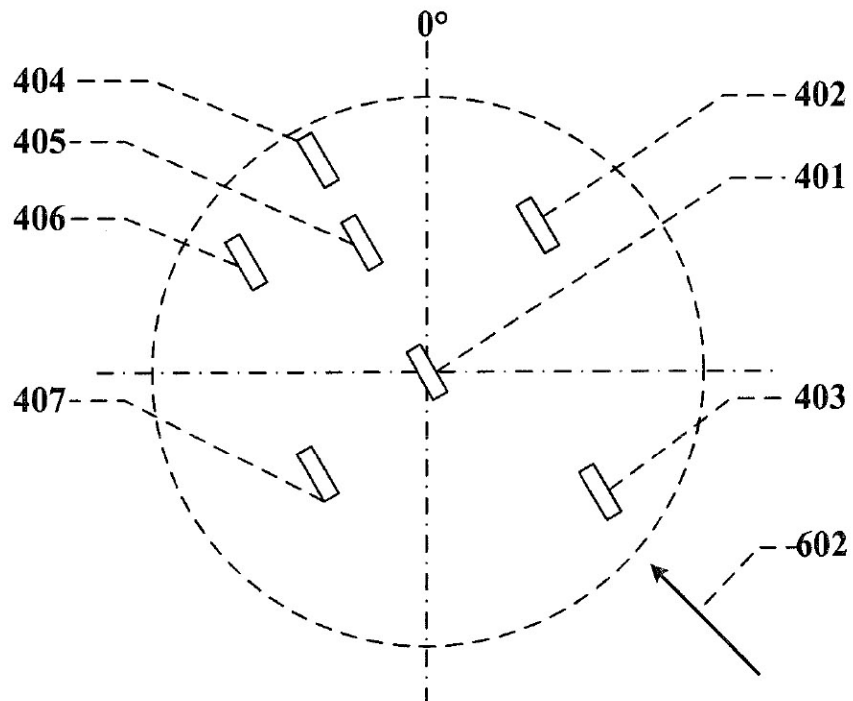


Figura 12

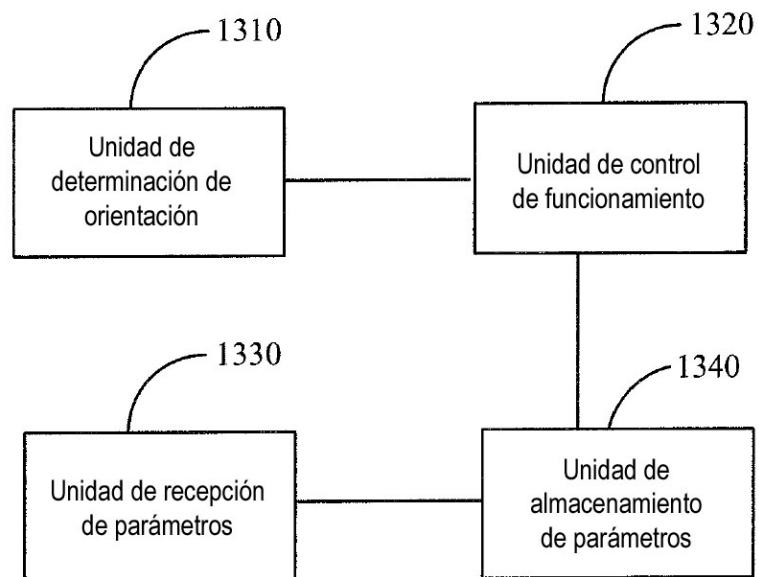


Figura 13

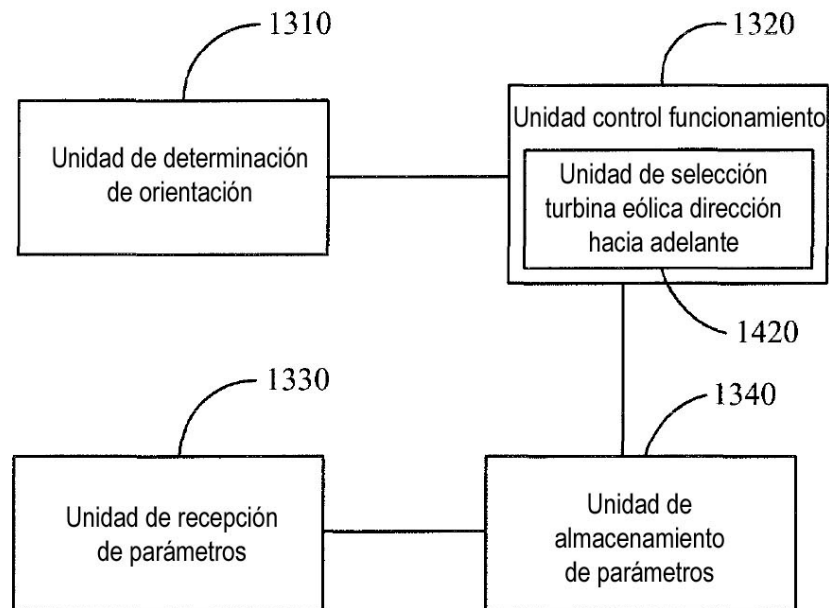


Figura 14

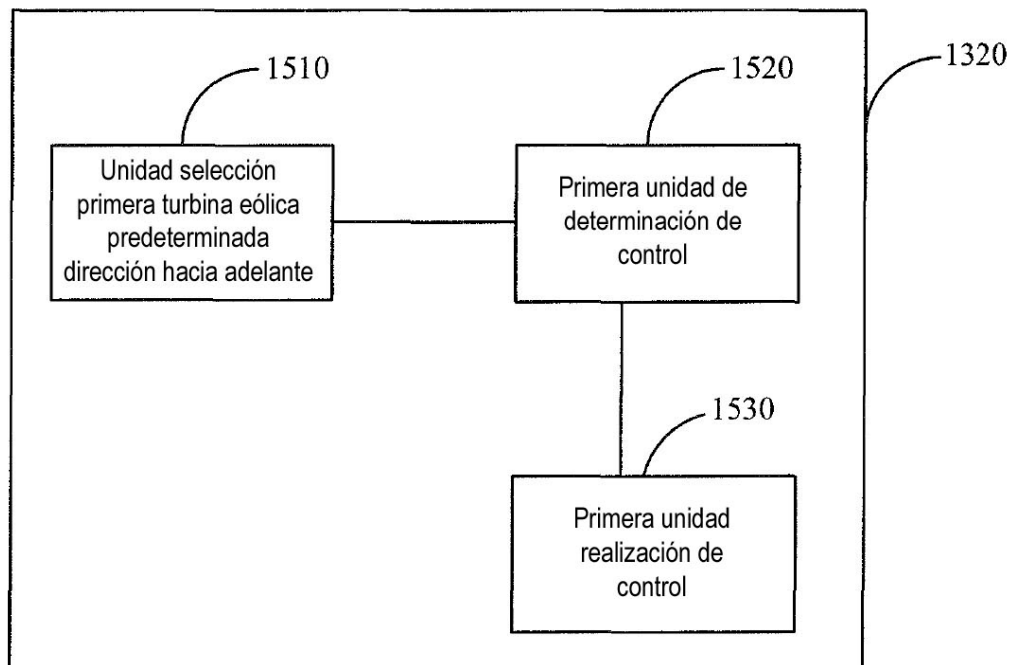


Figura 15

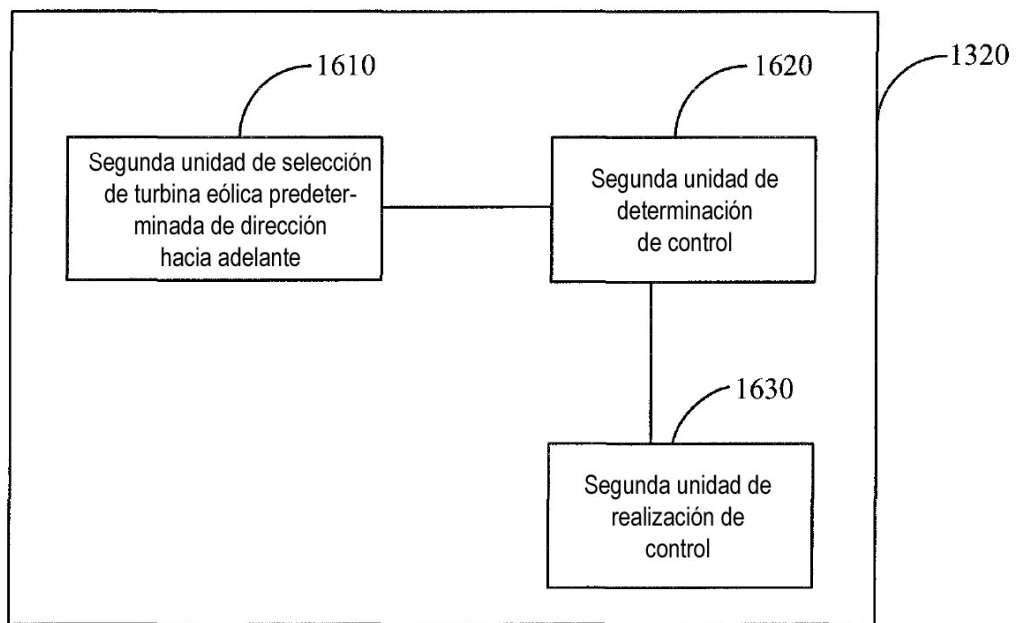


Figura 16