

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 805 237**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 1/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **22.03.2016** **PCT/DK2016/050087**

87 Fecha y número de publicación internacional: **29.09.2016** **WO16150447**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **22.03.2016** **E 16711133 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.07.2020** **EP 3274584**

54 Título: **Control de un sistema de turbina eólica multirrotor que usa un controlador central para calcular objetivos de control local**

30 Prioridad:

23.03.2015 DK 201570162

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

11.02.2021

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

MIRANDA, ERIK CARL LEHNSKOV y

HOVGAARD, TOBIAS GYBEL

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 805 237 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

Control de un sistema de turbina eólica multirrotor que usa un controlador central para calcular objetivos de control local

Campo de la invención

La presente invención se refiere al control de un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común, es decir, un sistema de turbina eólica multirrotor. En particular, la invención se dirige a un sistema que usa controladores locales para el funcionamiento de los respectivos de la pluralidad de módulos de turbina eólica para cumplir objetivos de control local, y a un controlador central para calcular los objetivos de control local.

Antecedentes de la invención

Existe varios tipos o diseños de turbina eólica. Un tipo común de turbina eólica es la turbina eólica de eje horizontal a barlovento de tres palas (HAWT), en la que el rotor de turbina está en la parte delantera de la góndola y se orienta a barlovento de viento de su torre de turbina de soporte. Otro tipo es la turbina eólica de tipo de matriz multirrotor, en la que una pluralidad de módulos de turbina eólica se monta en una estructura de soporte común.

El documento EP 1483501 da a conocer una turbina eólica de tipo de matriz multirrotor en la que una pluralidad de rotores coplanarios se monta en una estructura de soporte común. En general, una turbina eólica multirrotor puede lograr la economía de escala que puede obtenerse con una turbina de rotor único muy grande, pero tiene el potencial de evitar los inconvenientes asociados, tales como la alta masa de pala, escalado componentes electrónicos de energía, etcétera. Sin embargo, aunque un aerogenerador multirrotor coplanario de este tipo tiene sus ventajas, presenta desafíos para implementar el concepto en la práctica, particularmente en cómo controlar los múltiples rotores para lograr una producción óptima de energía.

El documento EP 1483501 aborda la estrategia de control tratando cada turbina eólica del sistema como un elemento independiente que se controla de manera individual. El documento US 2003/0168864 A1 es otro ejemplo de turbina eólica multirrotor con control del paso de cada módulo y control de la guiñada de la estructura completa.

La invención se ha ideado en base a estos antecedentes.

Sumario de la invención

Sería ventajoso controlar un sistema multirrotor de turbina eólica de manera que tenga en cuenta cualquier diferencia en las condiciones de funcionamiento de las diversas experiencias de módulos de turbina eólica, así como cualquier acoplamiento entre los módulos de turbina eólica en conexión con el funcionamiento del sistema de turbina eólica.

Por consiguiente, en un primer aspecto, se proporciona un sistema de control para un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común, el sistema de control comprende:

un controlador local que puede funcionar para controlar el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica, y emitir comandos de control local al mismo para lograr un conjunto de objetivos de control local;

un controlador central que implementa una rutina de control predictivo por modelo (MPC) configurado para monitorizar el funcionamiento del sistema de turbina eólica y basándose en el funcionamiento del sistema de turbina eólica calcular el conjunto de objetivos de control local.

La presente invención se refiere al control de un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común. El sistema también puede denominarse sistema de turbina eólica multirrotor, sistema de energía eólica multirrotor o simplemente como turbina eólica multirrotor.

En la presente invención, el funcionamiento del sistema de turbina eólica se basa en controladores locales dirigidos para lograr objetivos de control local, es decir, objetivos de control para cada módulo de turbina eólica, en el que los objetivos de control local se calculan mediante controlador predictivo por modelo (MPC).

Ventajosamente, el sistema de la invención permite que cada una de las turbinas eólicas optimicen su propio rendimiento mediante la adhesión a los objetivos de control local, garantizando al mismo tiempo que el rendimiento global se encuentre dentro de los objetivos de control centralizado y metas de rendimiento. De esta manera puede mejorarse el rendimiento para el sistema de turbina eólica en conjunto, teniendo en cuenta al mismo tiempo cualquier diferencia en condiciones de funcionamiento de los módulos de turbina eólica individuales.

El conjunto de objetivos de control local se calcula usando una rutina de control MIMO (múltiples entradas, múltiples salidas) implementada en el controlador central, siendo el controlador MIMO una rutina de control predictivo por modelo (MPC). Es una ventaja calcular los objetivos de control local usando un algoritmo de MPC, dado que los algoritmos de MPC son muy adecuados para tener en cuenta múltiples entradas para proporcionar múltiples salidas para cumplir varios objetivos, de manera que garantiza un funcionamiento optimizado del sistema en relación con criterios predefinidos. Además, la estructura multirrotor debido a su tamaño tiende a tener frecuencias de torre naturales bastante bajas y por lo tanto es propensa a problemas de inestabilidad debido a la ganancia deseada del controlador. Mediante el uso de una rutina de MPC para calcular el conjunto de objetivos de control local, las ganancias de controlador no están limitadas por la frecuencia natural de la estructura de torre.

En un aspecto adicional, la invención también se refiere a un sistema de turbina eólica multirrotor. Es decir, la invención se refiere a un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común, en el que cada uno de la pluralidad de módulos de turbina eólica incluye un rotor y un sistema de generación de energía accionado por el rotor. El sistema de turbina eólica comprende un sistema de control según el primer aspecto de la invención.

En otro aspecto adicional, la invención también se refiere a un método de control de un sistema de turbina eólica multirrotor. El método comprende las etapas de controlar el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica para lograr un conjunto de objetivos de control local; monitorizar el funcionamiento del sistema de turbina eólica para determinar un estado de funcionamiento actual; y calcular basándose en el estado de funcionamiento actual el conjunto de objetivos de control local.

En un aspecto adicional más, la invención también se refiere a un producto de programa informático que comprende código de software adaptado para controlar un sistema de turbina eólica multirrotor cuando se ejecuta en un sistema de procesamiento de datos. Estando adaptado el producto de programa informático para generar instrucciones a un controlador local dispuesto para controlar el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica para lograr un conjunto de objetivos de control local; monitorizar el funcionamiento del sistema de turbina eólica para determinar un estado de funcionamiento actual; y calcular basándose en el estado de funcionamiento actual el conjunto de objetivos de control local.

El producto de programa informático puede proporcionarse en un medio de almacenamiento legible por ordenador o que pueda descargarse desde una red de comunicaciones. El producto de programa informático comprende instrucciones para provocar que un sistema de procesamiento de datos, por ejemplo en forma de controlador, lleve a cabo la instrucción cuando se carga en el sistema de procesamiento de datos.

En general, las diversas realizaciones y aspectos de la invención pueden combinarse y acoplarse de cualquier manera posible dentro del alcance de la invención. Estos y otros aspectos, características y/o ventajas de la invención serán evidentes a partir de y se elucidarán con referencia a las realizaciones descritas a continuación en el presente documento.

Breve descripción de los dibujos

Se describirán realizaciones de la invención, solo a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos, en los que:

la figura 1 ilustra una realización de un sistema de turbina eólica multirrotor;

la figura 2 ilustra una realización de un sistema de control junto con elementos de un módulo de turbina eólica;

la figura 3 ilustra realizaciones de un sistema de control, en el que cada controlador local se implementa como controlador de realimentación de bucle de control;

la figura 4 muestra aspectos generales de una rutina de MPC en relación con una variable de funcionamiento medida y una variable de control calculada por MPC u ;

la figura 5 ilustra formas de modo de ejemplo de un sistema de turbina eólica esquemático multirrotor;

la figura 6 ilustra una forma de modo de ejemplo adicional; y

la figura 7 ilustra etapas generales que pueden realizarse en un método de control de un sistema de turbina eólica multirrotor.

Descripción de las realizaciones

La figura 1 ilustra una realización de un sistema de turbina eólica multirrotor 1 que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica 2 montados en una estructura de soporte común 3. Cada módulo de turbina eólica es una entidad de generación de turbina eólica, y en principio puede ser la parte de generación de una turbina eólica de rotor

único común que incluye rotor, generador, convertidor, etc., mientras que la estructura de soporte 3 es una torre 4 que comprende disposiciones de brazo de soporte 5 para sostener los módulos de turbina eólica.

Cada disposición de brazo de soporte 5 está montada en la torre 4 en una parte de montaje (mostrada en el presente documento junto con un cojinete central o articulación rotatoria 6) de modo que la disposición de brazo de soporte es capaz de rotar alrededor del eje vertical de la torre. El cojinete central puede implementarse de varias maneras, y puede implementarse como un acoplamiento rotatorio donde los módulos de turbina eólica se hacen rotar, por ejemplo, alrededor de la torre mediante variaciones de empuje en los rotores individuales. En una realización alternativa, el cojinete central puede incluir un accionamiento de guiñada capaz de hacer rotar los módulos de turbina eólica alrededor de la torre. En realizaciones, cada uno de los módulos de turbina eólica están fijados al brazo de soporte y rotan/guiñan como un par alrededor de la torre, sin embargo cada módulo de turbina eólica también puede comprender además un accionamiento de guiñada específico 7 para guiñada individual del módulo, o bien como alternativa a o bien como adición a, la articulación rotatoria central 6.

Cada módulo de turbina eólica 2 incluye un rotor que se monta de manera rotatoria en una góndola 8 de la manera habitual. El rotor tiene un conjunto de tres palas 9 en esta realización. Los rotores de tres palas son una configuración de rotor común, pero también se conocen diferentes números de palas, incluyendo turbinas de dos palas. Por tanto, los módulos de turbina eólica 2 son capaces cada uno de generar energía a partir del flujo de viento que pasa a través del área barrida o 'disco de rotor' asociada a la rotación de las palas.

La figura 2 ilustra esquemáticamente una realización de un sistema de control junto con elementos de un módulo de turbina eólica. La figura ilustra elementos 20 relativos a un único módulo de turbina eólica 2, y conexiones de ejemplo a un controlador central 21.

Las palas de rotor 9 de cada módulo de turbina eólica están conectadas mecánicamente a un generador eléctrico 22, en el presente documento ilustrado mediante una caja de engranajes 23, sin embargo, en general, esto puede obtenerse de cualquier manera adecuada, como a través de una conexión de accionamiento directo o a través de una conexión de accionamiento por correa. La energía eléctrica generada por el generador 22 se inyecta en una red de energía 24 a través de un convertidor eléctrico 25. El generador eléctrico 22 puede ser un generador de inducción de doble alimentación o un convertidor a escala industrial, pero pueden utilizarse otros tipos de generadores. Además, existen otras realizaciones para la conexión de red, como realizaciones donde se utiliza un convertidor compartido para todos los módulos de turbina eólica multirrotor. Además, cada módulo de turbina eólica puede conectarse directamente a la red tal como se muestra, o puede conectarse a través de una estación de conexión intermedia.

El sistema de control comprende varios elementos, que incluyen al menos un controlador local 26 con un procesador y una memoria, de modo que el procesador es capaz de ejecutar tareas informáticas basándose en instrucciones almacenadas en la memoria, así como tareas informáticas instruidas por el controlador central 21. En general, el controlador local 26 garantiza que en funcionamiento la turbina eólica genera un nivel de salida de energía requerido según lo definido por los objetivos de control local. Esto se obtiene ajustando el ángulo de paso y/o la extracción de energía del convertidor. Con este fin, el sistema de control 26 comprende o está conectado a un sistema de paso que incluye un controlador de paso 27 que usa una referencia de paso 28, y un sistema de energía que incluye un controlador de energía 29 que usa una referencia de energía 200. El rotor de turbina eólica comprende palas de rotor que pueden regular el paso mediante un mecanismo de paso. El rotor puede comprender un sistema de paso común que ajusta todos los ángulos de paso en todas las palas de rotor al mismo tiempo, así como además del mismo un sistema de paso individual que es capaz de regular el paso de las palas de rotor individualmente. En la figura solo se muestran dos palas de rotor, sin embargo, como se menciona en conexión con la figura 1, puede utilizarse cualquier número de palas de rotor.

La figura 3 ilustra esquemáticamente una realización de un sistema de control que comprende un controlador central 31 y cuatro controladores locales 30A-30D, uno para cada módulo de turbina eólica.

La figura 3 ilustra realizaciones de los controladores locales, donde cada controlador local se implementa como un controlador de realimentación de bucle de control, es decir, un controlador de PI o PID o cualquier otro controlador de este tipo. En general, el controlador local puede implementarse para hacer funcionar cualquier tipo de controlador adecuado, por ejemplo, un controlador local también puede implementarse como controlador predictivo por modelo.

Independientemente del tipo de controlador, el controlador local se implementa para controlar el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica y emitir comandos de control local al mismo para lograr un conjunto de objetivos de control local. En una realización importante, los objetivos de control local son puntos de ajuste, tales como puntos de ajuste de paso o puntos de ajuste de energía. En la realización ilustrada, el controlador local recibe el objetivo local de control 32, por ejemplo, un punto de ajuste de paso. Este punto de ajuste de paso se convierte en una señal de control por el controlador local 34 y se aplica al sistema relevante 35, en el presente documento el sistema de accionamiento de paso, que proporciona una salida 36 en forma de una presión de paso para un sistema de paso hidráulico o un nivel de tensión para un sistema de paso eléctrico. La salida se monitoriza por un sensor 37, y la señal de sensor se compara 38 con el punto de ajuste 32 para generar una señal de error que se aplica a la señal de control que va a usarse por el controlador local en el bucle de retroalimentación.

En la presente invención, en el contexto de la realización actual, se proporciona un controlador central 31 que monitoriza el funcionamiento del sistema de turbina eólica y basándose en el funcionamiento del sistema de turbina eólica calcula el conjunto de objetivos de control local, es decir, los puntos de ajuste de paso que van a usarse por los controladores locales en sus rutinas de control.

Los objetivos de control local también pueden ser otros puntos de ajuste, tal como punto de ajuste de energía para el sistema de energía 29, 30 y puntos de ajuste de velocidad de rotor. Sin embargo, los objetivos de control local también pueden ser señales de empuje, tales como señales de limitación de empuje, señales de reducción de vibración, señales de reducción de ruido, señales de reducción de régimen. Tales señales, se traducirían, o bien por el controlador central 31 o bien por un elemento del controlador local, en puntos de ajuste específicos para los sistemas de accionamiento. Con referencia a la figura 2, el controlador central puede dar instrucciones 201 a un controlador local que traduce las instrucciones en puntos de ajuste 28, 200. Este puede ser el caso, por ejemplo, si el controlador central calcula objetivos generales, tales como instrucciones de reducción de régimen o instrucciones de reducción de vibraciones. El controlador central también puede dar instrucciones 202 203 directamente a los sistemas de accionamiento propiamente dichos. Este puede ser el caso, por ejemplo, si el controlador central calcula directamente los puntos de ajuste. En una situación de este tipo, puede que no haya necesidad de pasar los puntos de ajuste a través de un controlador local. Los comandos de control generalmente se refieren a cualquier señal, instrucciones, puntos de ajuste u otros medios utilizados para hacer funcionar los diversos elementos del sistema de turbina eólica.

El controlador central 31 se implementa para calcular los objetivos de control local. Esto se basa en el funcionamiento del sistema de turbina eólica, y con este fin, el controlador central monitoriza, o recibe señales de monitorización 204, 205, 33 relacionadas con el funcionamiento del sistema de turbina eólica. Tales señales de monitorización pueden ser, por ejemplo, las diversas señales de salida de los diversos elementos de sistema local, sin embargo, también pueden ser otras señales 206, 34, por ejemplo, dirigidas a señales de sensor, señales de actuador, puntos de ajuste, datos meteorológicos y señales de otros sistemas de turbina eólica. En general, cualquier señal que pueda utilizarse para definir el estado de funcionamiento del sistema de turbina eólica.

Se hace referencia al controlador local o localizado. Esta referencia debe interpretarse de una manera amplia. El término local se refiere a que el controlador está relacionado principalmente con un módulo de turbina eólica específico y las condiciones locales, señales, comandos, cálculos, etc., del módulo dado. Del mismo modo, la referencia al controlador central o centralizado también debe interpretarse de manera amplia. Central se refiere principalmente a condiciones, señales, comandos, cálculos, etc., comunes a, o que tienen en cuenta, más, o incluso todos, módulos de turbina eólica.

En realizaciones, los medios de control localizado y los medios control centralizado pueden implementarse en un dispositivo informático común. Por lo tanto, en una configuración de este tipo, los recursos informáticos pueden concentrarse en una única ubicación física, lo que puede mejorar la fiabilidad dado que la detección de datos y la transmisión de datos se centra en un único punto. Por lo tanto, el sistema también puede ser más rentable. En una configuración de este tipo, los medios de control localizado y los medios de control centralizado pueden implementarse en un dispositivo informático común, no obstante funcionalmente separados en módulos de software de funcionamiento independientes adecuados. En realizaciones alternativas, los medios de control localizado y los medios de control centralizado pueden implementarse en dispositivos informáticos independientes.

Cuando los medios de control localizado y los medios de control centralizado se implementan en dispositivos informáticos independientes, cada uno de la pluralidad de módulos de control local puede ubicarse en su respectivo módulo de turbina eólica, y los medios de control centralizado pueden ubicarse remotos con respecto a la pluralidad de turbinas eólicas, por ejemplo, en la estructura de soporte.

El controlador central 21, 31 se implementa como controlador de MIMO (múltiples entradas, múltiples salidas) en forma de un controlador de control predictivo por modelo (MPC) para calcular los objetivos de control local.

La figura 4 muestra aspectos generales de una rutina de MPC en relación con una variable de funcionamiento medida y y una variable de control calculada por MPC u . La parte superior de la figura muestra dos trayectorias de estado para la variable y_1 , 43A relacionadas con una variable de funcionamiento de un primer módulo de turbina eólica, y la variable y_2 , 43B relacionada con la misma variable de funcionamiento de un segundo módulo de turbina eólica. En general, para un sistema multirrotor, una variable de funcionamiento viene en un conjunto correspondiente al número de módulos de turbina eólica. En el presente documento se muestran dos como ejemplo esquemático.

En la parte inferior de la figura 4 se muestran dos trayectorias de control u_1 , 44A y u_2 , 44B para la variable de control u .

Las trayectorias de funcionamiento y las trayectorias de control pueden incluir, pero no se limitan a, uno o más de los siguientes parámetros: valor de paso, que incluye valores de paso colectivos y valores de paso individuales, velocidad de rotor, aceleración de rotor, movimiento de torre, parámetros relativos a la potencia, parámetros relacionados con par de fuerzas y derivados de estos parámetros.

En una realización, la trayectoria de funcionamiento es una trayectoria de estado de funcionamiento predicha. Un estado es una colección, a menudo expresada como vector, de parámetros de funcionamiento. Un estado de turbina eólica de ejemplo es:

$$x^* = \begin{bmatrix} \theta(t) \\ \dot{\theta}(t) \\ \omega(t) \\ \dot{\omega}(t) \\ s(t) \\ \dot{s}(t) \\ \ddot{s}(t) \end{bmatrix}$$

que comprende valor de paso, θ , velocidad angular de rotor, ω , y posición de góndola, s , así como derivadas de tiempo de esos parámetros. Otros y más parámetros pueden utilizarse para definir el estado de turbina eólica, x^* , en particular varios sensores de posición, o acelerómetros pueden utilizarse y unirse a diversas partes de la estructura de soporte 3. De nuevo, en un sistema modular multirrotor, existen vectores de estado correspondientes para cada módulo de turbina eólica, o como alternativa puede utilizarse un vector de estado único que incluye todas las variables de estado de los módulos de turbina eólica y la estructura de soporte.

Los valores de estado del estado de funcionamiento actual de la turbina eólica pueden basarse en lecturas de sensor medidas a partir de sensores dispuestos para medir datos de sensor relativos a los valores de estado físico de la turbina eólica. Adicionalmente, pueden utilizarse también valores estimados o valores calculados. En una realización, el estado puede determinarse mediante una calculadora de estado, por ejemplo, en forma de una unidad de cálculo dedicada encargada de determinar el estado de funcionamiento actual, tal como un observador o un filtro de Kalman.

La trayectoria también puede expresarse como trayectoria de control. Una trayectoria de control de ejemplo puede ser:

$$u_1^* = \begin{bmatrix} \theta_{ref} \\ p_{ref} \end{bmatrix}$$

que comprende la señal de referencia de paso y la señal de referencia de energía para el controlador local de turbina eólica dado. Otros y más parámetros pueden utilizarse para definir la señal de control de turbina eólica, u_1^* . Los objetivos de control local se determinan basándose en la trayectoria de control. De nuevo, en un sistema modular multirrotor, existen trayectorias de control correspondientes para cada módulo de turbina eólica, o como alternativa puede utilizarse una única trayectoria que incluya todas las variables de control de los módulos de turbina eólica.

La figura 4 muestra trayectorias 43A, 43B de variables medidas y_1 e y_2 para varias etapas de tiempo discretas. La figura muestra el tiempo actual, k , así como varias etapas de tiempo pasadas 40 y varias etapas de tiempo futuras 41 (también denominadas a veces horizonte de predicción y horizonte de control para la variable de estado y y la variable de control u , respectivamente). Los valores de variables conocidos, es decir, basados en valores ya medidos, se marcan con una marca sólida (círculo o cuadrado), mientras que los valores de las variables predichos se marcan con una marca vacía. Una trayectoria puede comprender una serie temporal de valores predichos, es decir, solo los círculos vacíos. Las trayectorias no necesitan incluir los valores pasados y conocidos, pero pueden hacerlo en determinadas realizaciones. En particular, los valores actuales 42, 45 pueden incluirse para trayectorias de variables medidas. La trayectoria puede abarcar una serie temporal de unos pocos segundos, como de 5-10 segundos. Sin embargo, la trayectoria puede ser más larga o más corta dependiendo de la implementación dada.

A modo de ejemplo, las trayectorias y muestran la velocidad de rotor ω en una situación en la que se da un punto de ajuste para aumentar la velocidad de rotor para dos módulos de turbina eólica. La trayectoria muestra la velocidad de rotor actual 42 junto con las velocidades de rotor futuras predichas. También se muestran valores máximos y mínimos permitidos para la variable ilustrada. Como puede observarse, el punto de ajuste es el mismo para los dos módulos de turbina, pero debido a ligeras diferencias en las condiciones de funcionamiento, las trayectorias no son idénticas.

La figura 4 ilustra, además, un ejemplo de trayectorias de control generales determinadas por el uso de un algoritmo de MPC. La figura 4 ilustra la relación entre una trayectoria de estado de funcionamiento 43a, 43B y una trayectoria

de control general 44A, 44B. En realizaciones, la trayectoria de control general puede ser trayectorias de funcionamiento que se calculan usando la trayectoria de estado de funcionamiento predicha.

Mientras que el k -ésimo valor actual 42 se conoce para variables medidas, el valor actual 45 de la trayectoria de control se calcula mediante el uso de la rutina de MPC. En una realización, el valor actual de la trayectoria de control puede utilizarse directamente como objetivo de control local.

La figura también muestra valores máximos y mínimos permitidos para los valores de trayectoria de control de u .

Como ejemplo, las trayectorias muestran la trayectoria del ángulo de paso, es decir, $u=\theta$. Por tanto, se da un punto de ajuste para cambiar la velocidad de rotor, y como consecuencia se cambia el ángulo de paso.

Control predictivo por modelo (MPC) es un algoritmo multivariable de control que utiliza una función de optimización de coste J sobre el horizonte de predicción de retroceso, para calcular los movimientos de control óptimos.

En una realización, la función de coste de la rutina de control predictivo por modelo puede comprender elementos dirigidos al funcionamiento aislado de cada una de las respectivas de la pluralidad de turbinas eólicas y al menos un elemento dirigido a un acoplamiento transversal entre al menos dos de la pluralidad de turbinas eólicas. Como ejemplo, la función de optimización de coste puede darse mediante:

$$J = \sum_{n=1}^N \left(\sum_{i=1}^m (w_{y_{i,n}} (r_{i,n} - y_{i,n})^2 + w_{u_{i,n}} \Delta u_{i,n}^2) + w_{f_{1n}} f_1(\bar{y}_n, \bar{u}_n) + \dots + w_{f_{pn}} f_p(\bar{y}_n, \bar{u}_n) \right)$$

Ec. 1

Con referencia a la figura 4, r_i es un punto de ajuste para el i -ésimo de los m módulos de turbina eólica, siendo y_i y u_i variables de trayectoria para el i -ésimo de los m módulos de turbina eólica, y siendo w_{y_i} la matriz de pesos que define la importancia relativa de esta variable, y siendo w_{u_i} la matriz de pesos que define la penalización relacionada con cambios en esta variable. Por tanto, la suma interna en J está relacionada con cada una de la respectiva de la pluralidad de turbinas eólicas. Las funciones $f_1, \dots, f_p$, son elementos de acoplamiento transversal que acoplan los módulos de turbina eólica individuales con medidas relevantes, es decir, vibraciones, momentos de flexión, etc. de la estructura de soporte. Las funciones de acoplamiento pueden describirse como funciones de las variables de

trayectoria $\bar{y}_n = [y_{i,n}]_{i=1}^m$ y $\bar{u}_n = [u_{i,n}]_{i=1}^m$. Los pesos $w_{f_{1n}}, \dots, w_{f_{pn}}$ definen la importancia de las medidas de acoplamiento en relación entre sí y en relación con la suma de los objetivos para las turbinas eólicas individuales. Generalmente el acoplamiento transversal puede estar relacionado con un acoplamiento transversal estructural entre al menos dos de la pluralidad de módulos de turbina eólica. Esto puede relacionarse, por ejemplo, con lo que se propagará una vibración en un módulo respecto a la vibración en otro módulo a través de los elementos estructurales. El acoplamiento transversal también puede ser un acoplamiento transversal aerodinámico entre módulos de turbina eólica. Como ejemplo, el acoplamiento transversal aerodinámico puede ser en términos de la energía máxima disponible para cada módulo de turbina eólica, es decir, la cantidad de energía que el rotor de uno solo de los módulos de turbina eólica es capaz de extraer del viento, a una determinada velocidad de viento, puede depender de la cantidad de energía que los módulos de turbina eólica restantes están extrayendo del viento, ya que el campo de viento general se ve afectado por la cantidad de energía extraída del viento.

Mediante la implementación en el controlador central de una rutina de MPC para calcular los objetivos de control local se resuelve en cada momento de muestra un problema de optimización en N etapas de tiempo (el horizonte de control y predicción). El resultado es una secuencia de entrada óptima para todo el horizonte que puede utilizarse para controlar la turbina multirrotor.

En una realización de ejemplo, el problema de optimización utilizado para la producción normal tiene la forma:

$$\bar{u}^*(t) = \operatorname{argmín} J_0(S(t), P(t), C(t), \bar{u}(t)),$$

sometida a las restricciones:

$$\omega_{R_i} \leq \Gamma_{\omega_{R_i}}, i \in \{1, 2, \dots, m\}$$

$$-5 \leq \theta_{i,b} \leq 90, b \in \{1, 2, 3\}, i \in \{1, 2, \dots, m\}$$

$$-20 \leq \dot{\theta}_{i,b} \leq 20, b \in \{1, 2, 3\}, i \in \{1, 2, \dots, m\}$$

$$P_{E_i} \leq 3 \text{ MW}, i \in \{1, 2, \dots, m\}$$

y

$$f_1(\bar{y}, \bar{u}) \leq f_{1,máx}$$

$$P_{E_i} \leq f_{2_i}(\bar{y}, \bar{u}), i \in \{1, 2, \dots, m\}$$

5

La función *argmín* es el operador matemático estándar que representa el argumento del mínimo, y encuentra puntos en el espacio de parámetros comprendido por S, P, C, u y t donde la función de coste J_0 alcanza su valor más pequeño. El parámetro ω_R denota la velocidad de rotor con el valor máximo Γ_{ω_R} , θ el ángulo de paso (con derivada) y P_E se refiere a la energía de la turbina. Las cuatro primeras restricciones ejemplifican restricciones sobre cada una de la respectiva de la pluralidad de turbinas eólicas y las dos últimas restricciones ejemplifican una restricción sobre las medidas de acoplamiento. $f_1(\bar{y}, \bar{u})$ puede ser el momento de flexión de raíz de la estructura de soporte con el valor máximo $f_{1,máx}$. $f_2(\bar{y}, \bar{u})$ puede describir la energía disponible en el viento para el i -ésimo módulo de turbina eólica en función de todo el conjunto de trayectorias de control y de salida.

10

15

En realizaciones, las restricciones utilizadas en el proceso de optimización para calcular el conjunto de objetivos de control local pueden establecerse basándose en el estado de funcionamiento actual de la turbina eólica. Por ejemplo, si un módulo de turbina deja de funcionar, la generación de energía para ese módulo de turbina puede establecerse en cero. Si un módulo de turbina eólica experimenta una reducción de régimen por una razón específica, el nivel de energía reducido puede establecerse como restricción. En general, cualquier estado de funcionamiento apropiado puede incluirse en el proceso de optimización como restricción.

20

25

En el presente documento, la función de coste nominal J_0 proporciona una compensación entre energía (P), cargas (S) y medidas de acoplamiento (C) usando la señal de control $\bar{u}(t)$, mientras que las restricciones limitan la velocidad de rotor, el ángulo de paso de pala, la velocidad de paso de pala y la energía eléctrica para cada una de la respectiva de la pluralidad de turbinas eólicas así como el momento de flexión de raíz resultante de la estructura de soporte. La señal de control consistiría normalmente en ángulos de paso de pala y referencia de energía para el convertidor:

$$\bar{u}(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_m(t) \end{bmatrix}, u_i(t) = \begin{bmatrix} \theta_1(t) \\ \theta_2(t) \\ \theta_3(t) \\ P_{ref}(t) \end{bmatrix}.$$

30

La rutina de MPC es una rutina de horizonte de retroceso que calcula repetidamente una trayectoria de horizonte de retroceso para el sistema de turbina eólica y donde el conjunto de objetivos de control local se determina basándose en la trayectoria de horizonte de retroceso.

35

En una realización de este tipo, en el momento t se toman muestras de estado actual y se calcula una estrategia de control de minimización de coste para un horizonte temporal en el futuro: $[t, t+T]$, y luego se toman muestras de nuevo del estado de turbina y los cálculos se repiten comenzando a partir del nuevo estado actual, produciendo una nueva trayectoria de control y una nueva trayectoria de estado predicha.

40

El controlador central determina, por tanto, un estado de funcionamiento actual del sistema de turbina eólica, y basándose en el estado de funcionamiento actual calcula una trayectoria de estado de funcionamiento predicha del sistema de turbina eólica, donde se calcula el conjunto de objetivos de control local usando la trayectoria de estado de funcionamiento predicha. En particular, los objetivos de control local pueden determinarse como, o basarse en, los siguientes valores de trayectoria de control 45 (véase la figura 4), posibles junto con los valores futuros predichos del horizonte predicho.

45

De esta manera se garantiza que cada uno de los módulos de turbina eólica se hacen funcionar usando una trayectoria óptima teniendo en cuenta las metas de funcionamiento globales.

50

La figura 5 ilustra un ejemplo de formas de modo seleccionadas de un sistema de turbina eólica multirrotor esquemático. En una realización, el acoplamiento transversal estructural entre los al menos dos de la pluralidad de

módulos de turbina eólica se define como varias formas de modo predeterminado para el movimiento de los módulos de turbina eólica y la estructura de soporte. La figura 5 ilustra una estructura de modelo de una estructura multirrotor de cuatro rotores que se define como una estructura rígida que comprende dos nodos de torre 101 y cuatro nodos de módulo 102. En una realización, el modelo de forma de modo define modos de vibración de la estructura acoplada expresados en términos del movimiento acoplado de los seis nodos. En un ejemplo, cada nodo puede proporcionarse con dos grados de movimiento, en el presente documento vibración “de lado a lado” 104 y vibración de adelante a atrás 103 para los nodos de torre, y vibración “arriba-abajo” 105 y rotación “dentro-fuera” 106 para los nodos de módulo.

La figura 5 ilustra además dos formas de modo de ejemplo en forma de estados de vibración de orden primero y segundo para los brazos de soporte. En el estado de vibración de primer orden 107 cada brazo horizontal puede vibrar hacia arriba y hacia abajo en la misma dirección, y en el estado de vibración de segundo orden 108 cada brazo horizontal puede vibrar hacia arriba y hacia abajo en diferentes direcciones. Una forma de modo define la ecuación de movimiento de cada punto de nodo basándose en un estado de vibración dado. Pueden definirse formas de modo superior adicionales, que incluyan estados de vibración de orden superior, así como formas de modo que incluyen movimiento de torre.

Una ecuación de movimiento de la estructura puede definirse como un modelo dinámico que vincula acciones de control con los estados de vibración. Por ejemplo, puede definirse una ecuación de movimiento que modela el vector de fuerza de un valor o cambio de respuesta de paso y/o velocidad de rotor dado y el movimiento resultante de un punto de nodo. Esto puede modelarse para cada forma de modo y una ecuación de movimiento total puede proporcionarse como una superposición del número seleccionado de formas de modo.

La figura 6 ilustra esquemáticamente un ejemplo de cuatro formas de modo de ejemplo que pueden superponerse en un movimiento combinado de la estructura multirrotor. En la figura 6A cada brazo de soporte vibra de manera arriba-abajo en movimiento opuesto 110. Además de eso, en la figura 6B, toda la sección superior 111 vibra en un movimiento de lado a lado 112 en una sección inferior fija 113. En la figura 6C la vibración de adelante a atrás se ilustra esquemáticamente en una vista lateral, en una forma de modo de ejemplo donde la sección superior 111 vibra con una amplitud mayor 114 que la amplitud 115 de la sección inferior 113. Finalmente, en la figura 6D, una vista superior muestra una forma de modo donde el brazo de soporte superior vibra en un movimiento dentro-fuera 116.

Habiendo definido una ecuación de movimiento para la estructura, pueden definirse los elementos función de coste, $f_p(\bar{y}_n, \bar{u}_n)$ de la ec. 1, que vinculan una acción de control dada en un módulo de turbina eólica con la estructura restante. También puede definirse un peso para cada uno de tal elemento estructural transversal identificado.

La complejidad de la optimización depende del número de formas de modo que se incluyen en la ecuación de movimiento. Puede ser suficiente considerar solo las formas de modo más importantes.

El número de formas de modo que va a seleccionarse puede basarse en una frecuencia de vibración de la forma de modo que es inferior a un límite de frecuencia. Puede ser suficiente incluir solo formas de modo que tengan una baja frecuencia de vibración. A este respecto, puede ser suficiente incluir formas de modo con una frecuencia de vibración inferior a 5 Hz, o incluso inferior, como inferior a 2 Hz o incluso inferior a 1 Hz.

Adicional o alternativamente a esto, el número de formas de modo que va a seleccionarse puede basarse en un nivel mínimo de energía de vibración que está incluido en el número seleccionado de formas de modo. Por ejemplo, las formas de modo que contienen al menos el 60 % de la energía de vibración, o incluso más, como al menos el 75 % de la energía de vibración.

Adicional o alternativamente a esto, también pueden seleccionarse formas de modo basándose en un análisis estructural, de modo que pueden seleccionarse las formas de modo que provocan la mayor cantidad de cargas en la estructura de soporte o elementos de la estructura de soporte. Tales elementos pueden ser la torre, brazos de soporte, palas u otros elementos. La carga puede, como ejemplo, determinarse como cargas de fatiga o cargas máximas.

Las figuras 5 y 6 ilustran formas de modo de ejemplo. La invención no se limita a estas formas de modo. Sin embargo, se encuentra dentro de las capacidades del experto seleccionar formas de modo apropiadas, el número dado de formas de modo a incluir, así como el número y la naturaleza de los puntos de nodo utilizados. En el presente documento se ilustran seis nodos, en realizaciones pueden utilizarse más o menos modos.

La figura 7 ilustra etapas generales que pueden realizarse en un método de control de un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica. En la figura, se ilustra que el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica se controla 50 para lograr un conjunto de objetivos de control local. Esto se realiza mediante un controlador local que emite comandos de control local a las entidades controlables de los módulos de turbina eólica.

En una etapa siguiente, el funcionamiento del sistema de turbina eólica se monitoriza 51 para determinar un estado de funcionamiento actual.

Basándose en el estado de funcionamiento actual, se calcula el conjunto de objetivos de control local 52. Este cálculo se realiza por el MPC en el controlador central.

5 Además, debe apreciarse que aunque la realización ilustrada incluye cuatro módulos de turbina eólica montados en la estructura de soporte, esto es para ilustrar el principio del sistema de control propuesto que puede aplicarse a sistemas de turbina eólica con otro número de módulos de turbina eólica, tanto menos como más de cuatro módulos de turbina eólica. Además, se prevén realizaciones en las que las turbinas eólicas no se emparejan en grupos de dos, como en la realización ilustrada, sino que se disponen de manera diferente y sin tener necesariamente una relación
10 coplanaria.

También debe señalarse que en el presente documento solo se describe un único sistema de turbina eólica 1, pero varios de estos sistemas pueden agruparse para formar una planta de energía eólica, también denominada "parque" o granja eólica. En este caso, una instalación de control y distribución de planta de energía eólica (no mostrada) se
15 proporcionaría para coordinar y distribuir las salidas de energía desde los sistemas individuales de turbinas eólicas a la red más extensa. Además, en tal escenario de planta puede implementarse el controlador central o parte del controlador central a nivel de la planta.

Aunque la presente invención se ha descrito en conexión con las realizaciones específicas, no debe interpretarse que
20 está limitada de ninguna manera respecto a los ejemplos presentados. La invención puede implementarse por cualquier medio adecuado; y el alcance de la presente invención debe interpretarse a la luz del conjunto de reivindicaciones adjuntas. Ningún signo de referencia en las reivindicaciones debe interpretarse como limitante del alcance.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de control para un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común, el sistema de control comprende:
5 un controlador local que puede funcionar para controlar el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica, y emitir comandos de control local al mismo para lograr un conjunto de objetivos de control local;
10 un controlador central que implementa una rutina de control predictivo por modelo (MPC) configurado para monitorizar el funcionamiento del sistema de turbina eólica y basándose en el funcionamiento del sistema de turbina eólica calcular el conjunto de objetivos de control local.
2. El sistema de control según la reivindicación 1, en el que la rutina de control predictivo por modelo calcula repetidamente una trayectoria de horizonte de retroceso para el sistema de turbina eólica y en el que en el conjunto de objetivos de control local se determina basándose en la trayectoria de horizonte de retroceso para el sistema de turbina eólica.
3. El sistema de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el controlador central está configurado además para determinar un estado de funcionamiento actual del sistema de turbina eólica, y basándose en el estado de funcionamiento actual calcular una trayectoria de estado de funcionamiento predicha del sistema de turbina eólica, y en el que el conjunto de objetivos de control local se calcula usando la trayectoria de estado de funcionamiento predicha.
4. El sistema de control según la reivindicación 3, en el que el estado de funcionamiento actual de la turbina eólica se incluye en el cálculo del conjunto de objetivos de control local como restricciones.
5. El sistema de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el controlador local se implementa como un controlador de retroalimentación de bucle de control.
6. El sistema de control según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el controlador local se implementa como controlador predictivo por modelo.
7. El sistema de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que una función de coste de la rutina de control predictivo por modelo comprende elementos dirigidos al funcionamiento aislado de cada una de las respectivas de la pluralidad de turbinas eólicas y al menos un elemento dirigido a un acoplamiento transversal entre al menos dos de la pluralidad de módulos de turbina eólica.
8. El sistema de control según la reivindicación 7, en el que el acoplamiento transversal es un acoplamiento transversal estructural entre al menos dos de la pluralidad de módulos de turbina eólica.
9. El sistema de control según cualquiera de las reivindicaciones 7 u 8, en el que el acoplamiento transversal estructural entre los al menos dos de la pluralidad de módulos de turbina eólica se define por un número de formas de modo predeterminado para el movimiento de los módulos de turbina eólica y la estructura de soporte.
10. El sistema de control según la reivindicación 9, en el que se selecciona el número de formas de modo basándose en una frecuencia de vibración de la forma de modo que es inferior a un límite de frecuencia.
11. El sistema de control según la reivindicación 9 o 10, en el que se selecciona el número de formas de modo basándose en un nivel mínimo de energía de vibración que está incluido en el número seleccionado de formas de modo.
12. El sistema de control según la reivindicación 9 u 11, en el que se selecciona el número de formas de modo basándose en las cargas incurridas por la forma de modo en la estructura de soporte o elementos de la estructura de soporte.
13. El sistema de control según cualquiera de las reivindicaciones 7 a 12, en el que el acoplamiento transversal es un acoplamiento transversal aerodinámico entre al menos dos de la pluralidad de módulos de turbina eólica.
14. Un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común, en el que cada uno de la pluralidad de módulos de turbina eólica incluye un rotor y un sistema de generación de energía accionado por el rotor, en el que el sistema de turbina eólica comprende además:

un controlador local que puede funcionar para controlar el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica, y para emitir comandos de control local al mismo para lograr un conjunto de objetivos de control local;

5 un controlador central que implementa una rutina de control predictivo por modelo (MPC) configurado para monitorizar el funcionamiento del sistema de turbina eólica y basándose en el funcionamiento del sistema de turbina eólica calcular el conjunto de objetivos de control local.

10 15. Un método de control de un sistema de turbina eólica que comprende una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común, el método comprende:

controlar, usando un controlador local, el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica para lograr un conjunto de objetivos de control local;

15 monitorizar el funcionamiento del sistema de turbina eólica para determinar un estado de funcionamiento actual;

20 calcular, usando un controlador central, usando una rutina de control predictivo por modelo (MPC) y basándose en el estado de funcionamiento actual, el conjunto de objetivos de control local.

25 16. Un producto de programa informático que comprende código de software adaptado para controlar un sistema de turbina eólica cuando se ejecuta en un sistema de procesamiento de datos, comprendiendo la turbina eólica una pluralidad de módulos de turbina eólica montados en una estructura de soporte común, estando el producto de programa informático adaptado para:

generar instrucciones para un controlador local dispuesto para controlar el funcionamiento de uno respectivo de la pluralidad de módulos de turbina eólica para lograr un conjunto de objetivos de control local;

30 monitorizar el funcionamiento del sistema de turbina eólica para determinar un estado de funcionamiento actual;

calcular, usando un controlador central, usando una rutina de control predictivo por modelo (MPC) y basándose en el estado de funcionamiento actual, el conjunto de objetivos de control local.

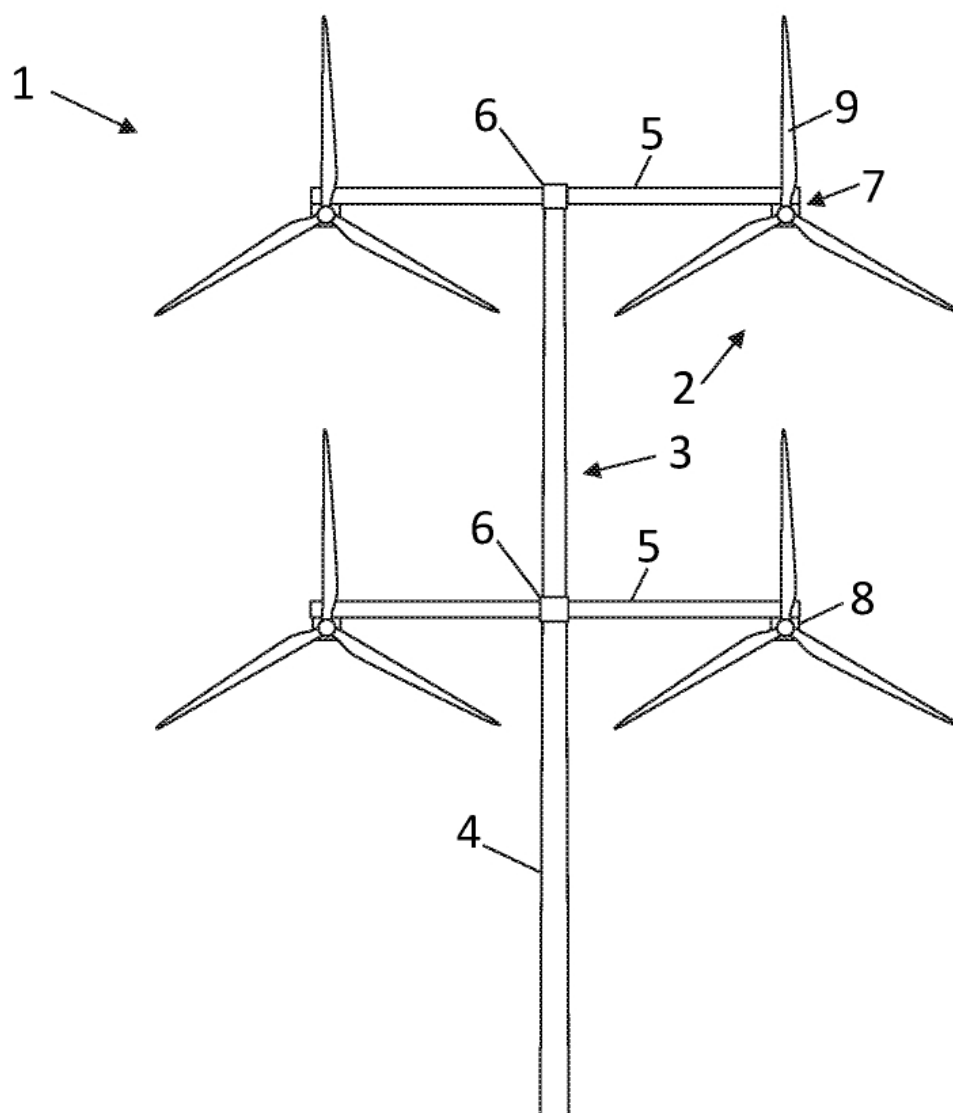


Fig. 1

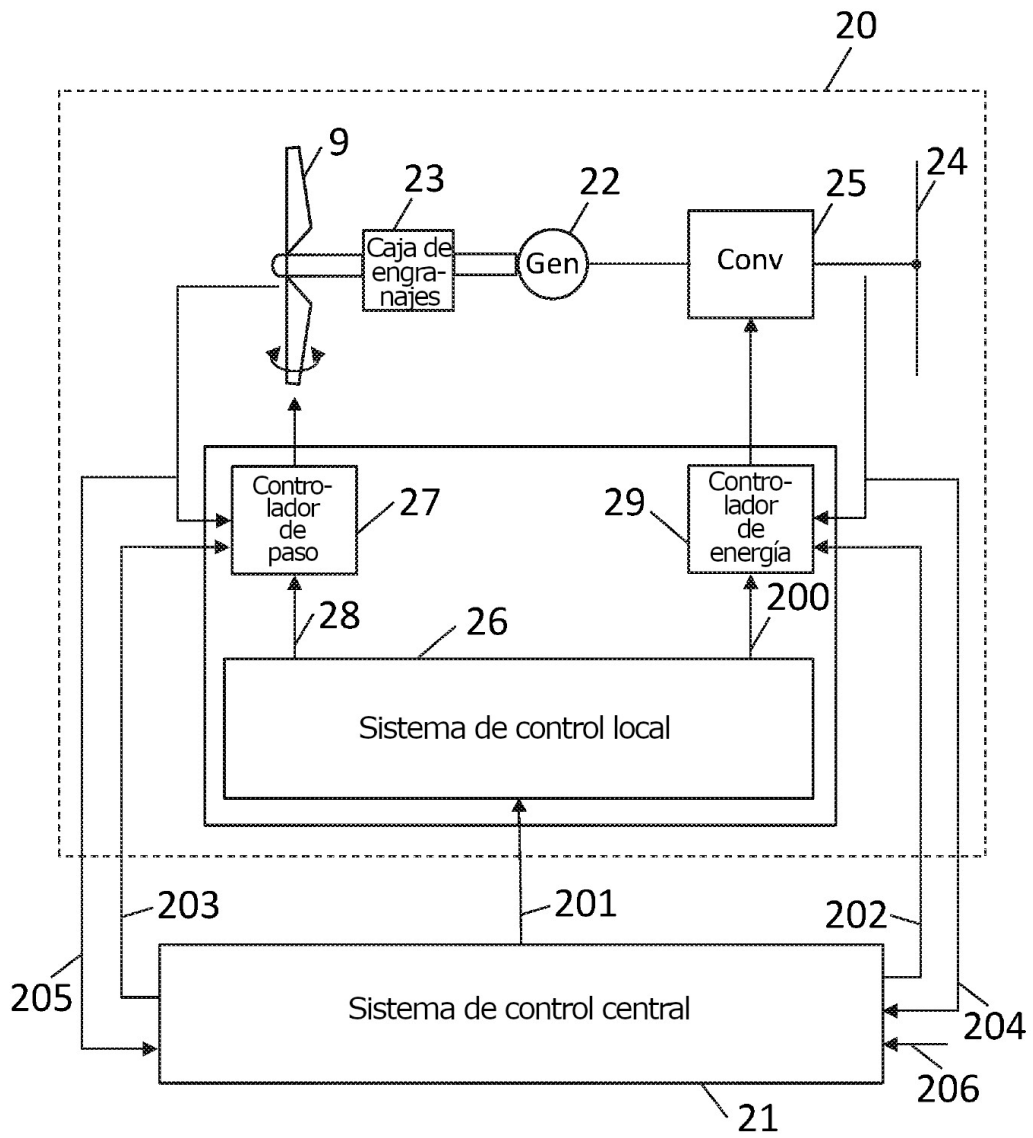


Fig. 2

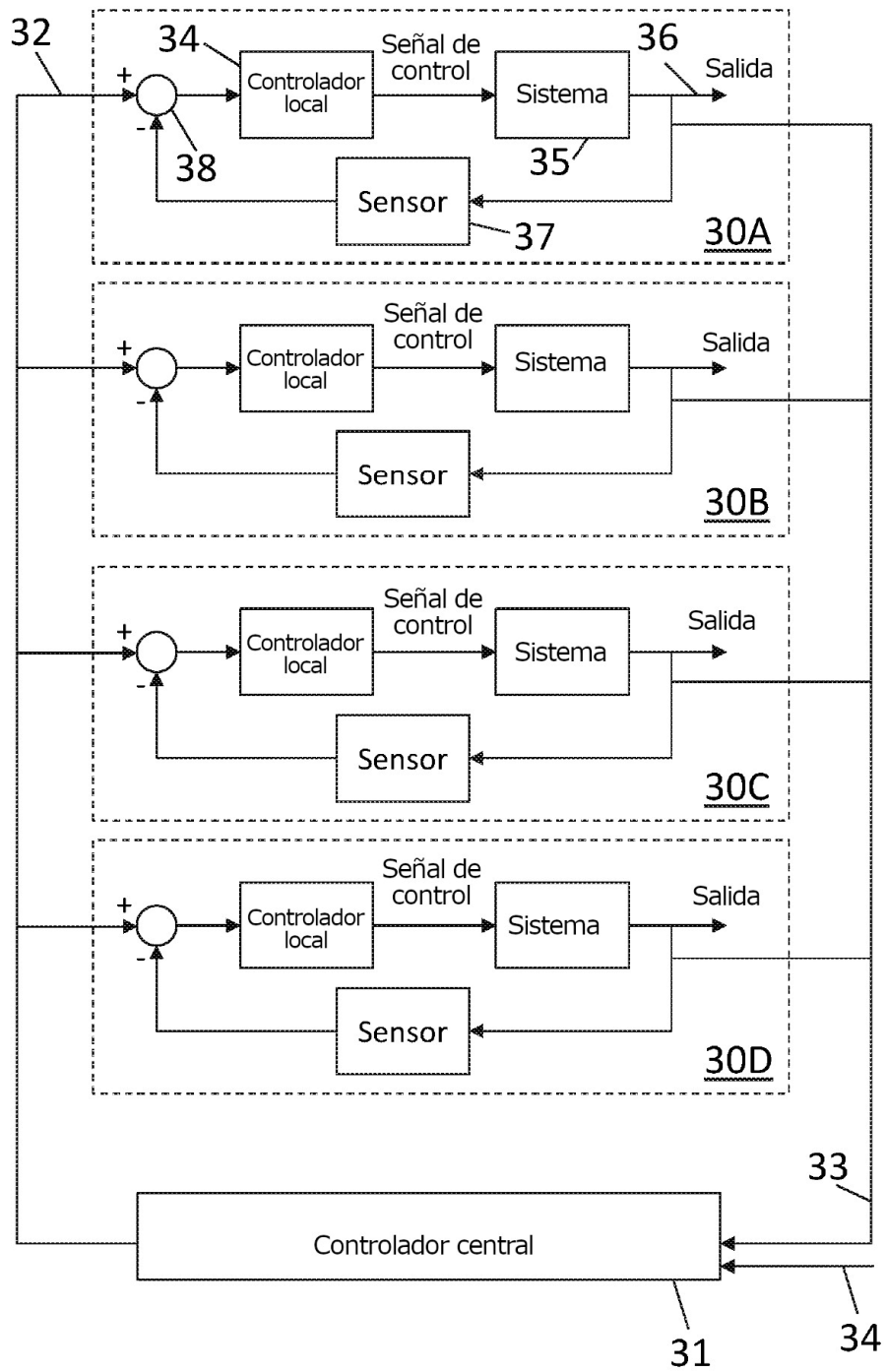


Fig. 3

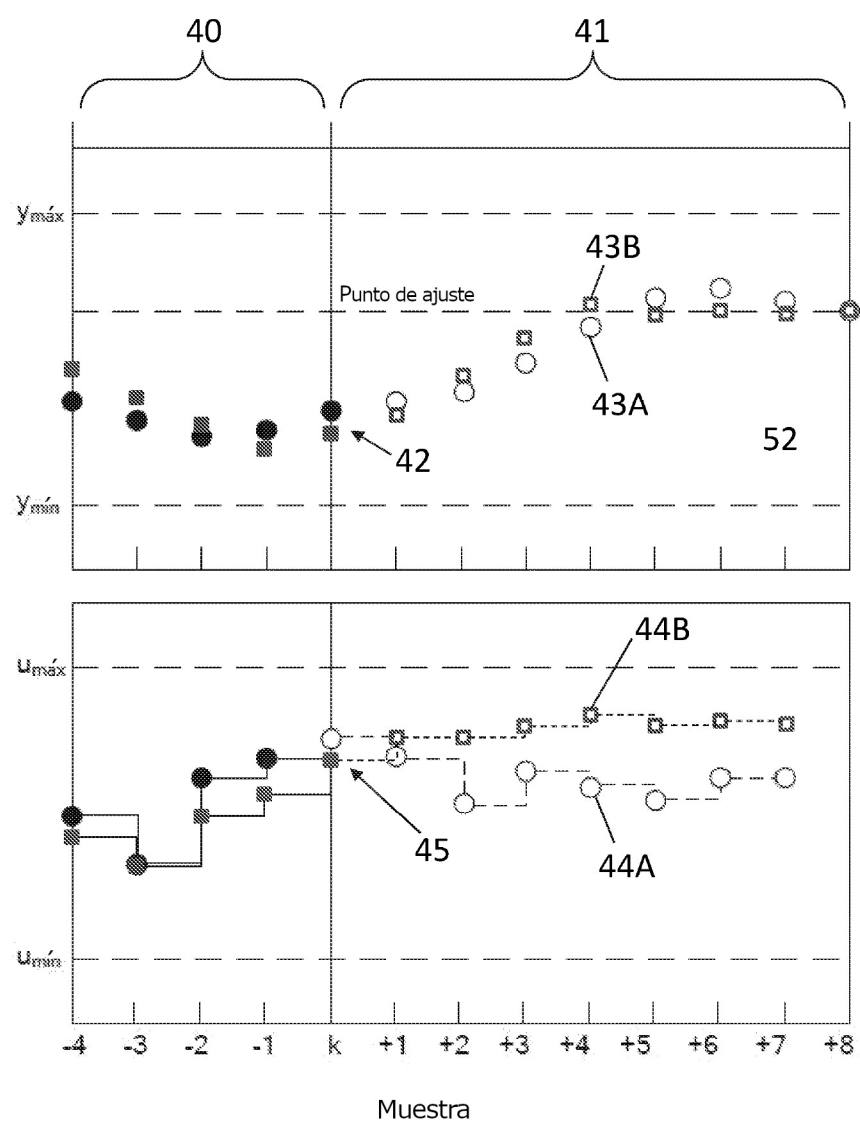


Fig. 4

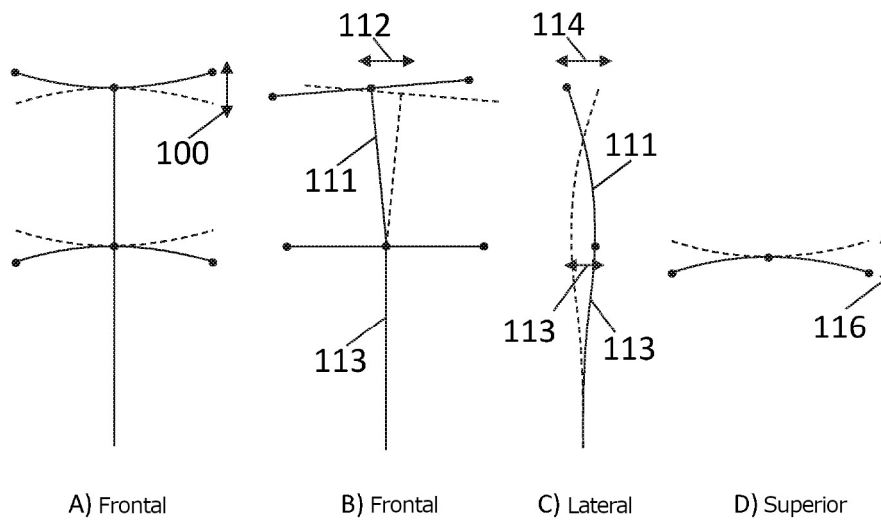
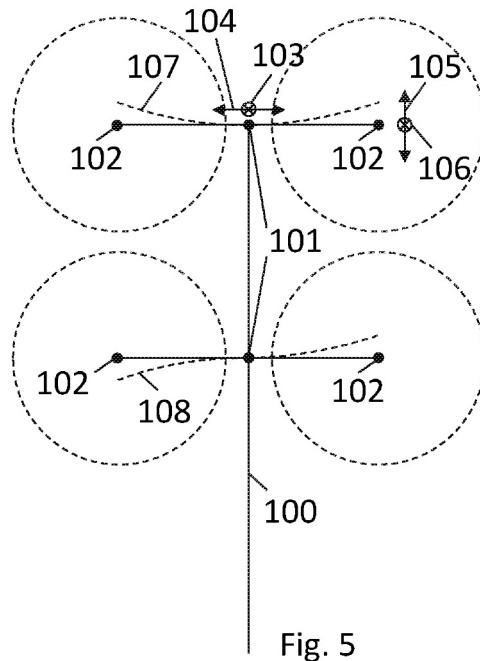


Fig. 6

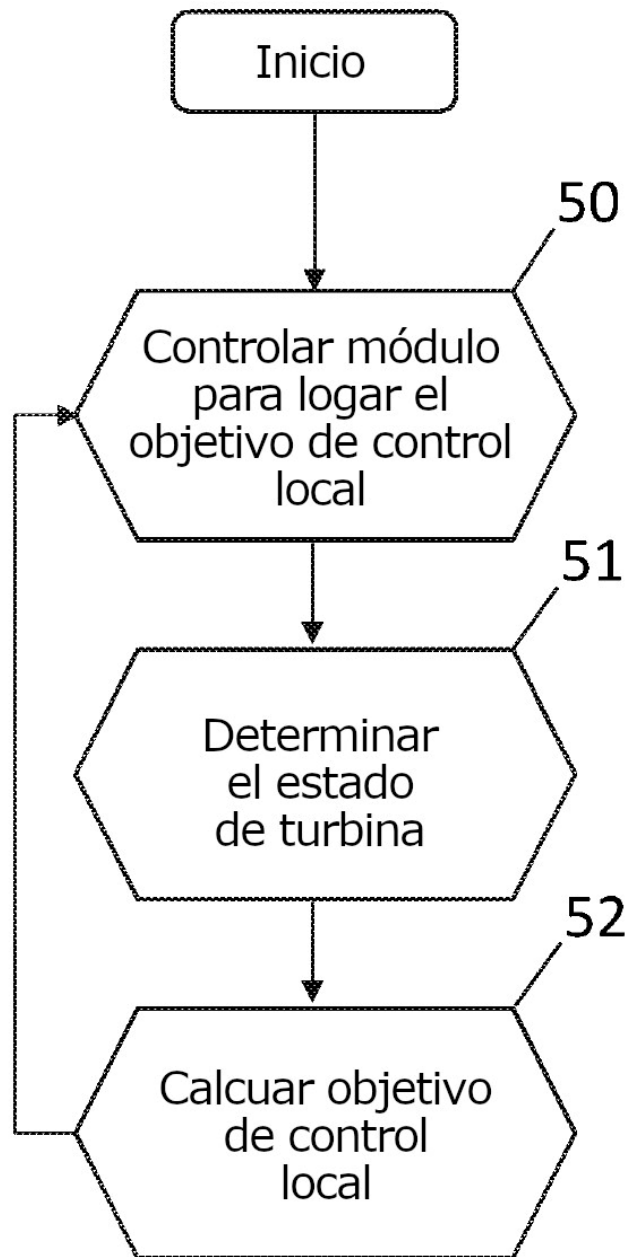


Fig. 7