

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 569 235**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

G05B 13/02 (2006.01)

H02P 9/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.10.2010 E 10765998 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.03.2016 EP 2486272**

54 Título: **Método de control para una turbina eólica**

30 Prioridad:

08.10.2009 DK 200901106

08.10.2009 US 249885 P

18.06.2010 DK 201070274

18.06.2010 US 356179 P

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

09.05.2016

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

ANDERSEN, ASGER SVENNING;

THOMSEN, JESPER SANDBERG;

MIRANDA, ERIK CARL LEHNSKOV;

ABDALLAH, IMAD;

CHRISTENSEN, POUL BRANDT;

ZAIB, ALI y

BACHMANN, THOMAS TVILUM

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 569 235 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

Método de control para una turbina eólica

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a una estrategia para controlar y regular los diferentes parámetros controlables de una turbina eólica durante el funcionamiento con intención de reducir las cargas extremas que actúan sobre los componentes de la turbina eólica.

10

Antecedentes

La mayoría de las turbinas eólicas modernas se controlan y regulan de forma continua para asegurar la máxima extracción de energía a partir del viento en las condiciones climáticas y de viento existentes en ese momento, asegurando al mismo tiempo que las cargas sobre los diferentes componentes de la turbina eólica se mantienen dentro de límites aceptables en todo momento. De forma deseable, la turbina eólica también se puede controlar para responder a las rápidas variaciones locales en la velocidad del viento - las llamadas ráfagas de viento, y tener en cuenta los cambios dinámicos en las cargas sobre las palas individuales debido a, por ejemplo, las pasadas de las palas por la torre, o la velocidad real del viento que varía con la distancia al suelo (el perfil del viento).

15

20

Para este propósito, los controladores recogen y supervisan una serie de parámetros en una turbina eólica, tales como la velocidad y dirección del viento existentes en ese momento, la cizalladura y la turbulencia del viento, la velocidad de rotación del rotor, el ángulo de paso de cada pala, el ángulo de guiñada, la información sobre el sistema de red, y los parámetros medidos (por ejemplo, tensiones o vibraciones) de los sensores colocados, por ejemplo, en las palas, en la góndola o sobre la torre.

25

Basándose en estos parámetros y después de una cierta estrategia de control, se determinan los parámetros de control óptimos de la turbina para lograr un rendimiento óptimo en las condiciones dadas. Los métodos de control del rendimiento en ese momento y, por lo tanto, la producción de energía y la situación de carga de la turbina eólica incluyen, por ejemplo, el cabeceo de las palas, el ajuste de cualquier otro dispositivo aerodinámico activo para el cambio de las superficies aerodinámicas de las palas, tales como aletas o medios de generación del vórtice, el ajuste de la potencia y/o el ajuste de la velocidad de rotación del rotor. Estos parámetros se denominan, aquí y en lo sucesivo, parámetros controlables.

30

35

Lo anterior se refiere a la producción de energía, pero no a la fuerza de empuje ejercida sobre el rotor. Es decir, los puntos de funcionamiento nominales aseguran intrínsecamente que la fuerza de empuje se mantiene dentro de los límites de diseño en los puntos de funcionamiento estacionarios, pero surgen problemas intrínsecamente cuando se consideran los efectos dinámicos. Por ejemplo, debido a que el control de paso basado en la velocidad del generador es un sistema de acción bastante lento, los vientos racheados pueden conducir a situaciones en las que el controlador de paso no es capaz de seguir las pendientes pronunciadas de la velocidad del viento. En efecto, el rotor acelerará más allá del punto de funcionamiento estacionario, excediendo con el tiempo el límite de sobrevelocidad e iniciando por lo tanto una parada de emergencia. Tales paradas de emergencia causarán, en algunos casos, problemas de carga debido al empuje negativo que se aplica sobre el rotor.

40

45

Sin embargo, también puede producirse una carga excesiva durante la aceleración del rotor *que conduce* a la situación de sobrevelocidad. Ésta se produce básicamente por el hecho de que el controlador de los parámetros de funcionamiento de la turbina eólica, tal como el controlador de paso, o bien no está diseñado para reaccionar en un cambio rápido de las condiciones del viento o no es lo suficientemente rápido para compensar el aumento de la velocidad del viento. Por lo tanto, el coeficiente de empuje no se reduce lo suficientemente rápido para compensar el aumento en la velocidad del viento. Como resultado, la torre se desvía hacia atrás con el resultado de momentos de flexión excesivos en la base de la torre.

50

Además, los cambios repentinos o abruptos en las condiciones del viento tales como caídas en la velocidad del viento y grandes cambios de dirección del viento, etc., pueden, si la estrategia de control de la turbina eólica no se determina o se ejecuta con suficiente rapidez, dar lugar a momentos y cargas muy elevadas e inaceptables en algunos de los componentes de las turbinas eólicas, por ejemplo, en la torre debido a un cabeceo indeseable de uno o más de las palas, o en los engranajes debido a ajustes erróneos de la potencia. Tales cargas pueden ser de tamaños considerables y pueden causar, en el peor de los casos, en las situaciones extremas o con el tiempo, un daño fatal de la turbina. Con independencia de que la probabilidad de que surjan este tipo de situaciones extremas sea mínima, las posibles consecuencias son inaceptables, creando la necesidad de métodos de control a prueba de fallos capaces de evitar estas eventualidades, posiblemente poco frecuentes pero extremas.

55

60

Se prescriben ejemplos de condiciones de carga de viento extremas en el código IEC 61400 y comprenden, entre otros, el caso de carga de Ráfagas de Funcionamiento Extremas (EOG), el caso de carga de Ráfaga Coherente Extrema con el cambio de Dirección (ECD), el Cambio de Dirección Extrema, la Ráfaga Coherente Extrema (ECG), y el caso de carga de Cizalladura del Viento Extrema (EWS).

65

Los sistemas de control conocidos comprenden usar una velocidad del viento medida o estimada y/o detectar la dirección del viento usando una veleta directamente para determinar los parámetros controlables. Sin embargo, estos sistemas, en algunas situaciones y especialmente en condiciones de viento extremas, han resultado ser demasiado lentos o demasiado imprecisos para detectar los cambios de condición de carga de viento en el momento oportuno para que la turbina funcione de forma óptima, y por lo tanto pueden ser insuficientes y en algunos casos incluso inadecuados para proteger la turbina.

Se conoce un sistema de control por el documento US 2009/0060740 A1.

Sumario de la invención

Por lo tanto, es un objeto de las realizaciones de la presente invención proporcionar un método de control para una turbina eólica que evite o reduzca algunos de los problemas mencionados anteriormente en los métodos de control conocidos.

Es un objeto adicional de la invención proporcionar un método de control que de una manera simple y eficaz pueda reaccionar más rápido y de forma más fiable a los cambios en las condiciones de carga de viento, en especial a los cambios grandes o repentinos en la dirección del viento, la cizalladura y/o la velocidad del viento.

Un objeto adicional de las realizaciones de la presente invención es proporcionar un sistema de control o un método de control capaz de tener en cuenta efectos dinámicos del viento, tales como ráfagas o turbulencia, en el control de los parámetros de funcionamiento de la turbina eólica.

Según la invención, esto se obtiene por un método según la reivindicación 1.

El método de control según la invención comprende, por lo tanto, una estrategia de supervisión de la señal de control para evitar situaciones de carga severas o extremas en una turbina eólica, donde se determina en cada etapa de tiempo un parámetro de funcionamiento que representa una carga en la turbina eólica ejercida por el viento, y sus variaciones en el tiempo se usan como base para decidir si la turbina eólica debe ser controlada de manera diferente, por ejemplo si se debe detener la turbina cuando se supera un umbral de alerta.

Mediante el parámetro de funcionamiento que representa una carga en el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento se quiere indicar que hay una relación uno a uno entre el parámetro de funcionamiento y la carga sobre el rotor de turbina eólica, de manera que los cambios en la carga se reflejan directamente en los correspondientes cambios en el parámetro de funcionamiento.

En una realización de la invención, la etapa de estimar el parámetro de funcionamiento comprende la estimación de al menos uno de un coeficiente de potencia del rotor, un coeficiente de par de torsión y un coeficiente de empuje de la turbina eólica.

El método de control aquí obtenido es ventajoso al actuar como un sistema que detecta y reacciona a grandes cambios o variaciones en las condiciones de carga del viento de una manera sencilla, aunque eficaz, pudiendo conducir dichos cambios de las condiciones del viento de otro modo a situaciones de carga graves o incluso extremas en diferentes componentes de la turbina eólica tales como la torre, las palas, el generador, los engranajes, etc. En los peores casos, tales cargas extremas pueden ocasionar un daño fatal de la turbina eólica, tal como, por ejemplo, en última instancia, pueden ocasionar la ruptura de la torre y, por lo tanto, son inaceptables. La supervisión según el método de control asegura de una manera simple pero eficaz que el riesgo de situaciones de carga extrema y cargas que conducen a daños por fatiga se reduce en gran medida o incluso se evita anulando el control decidido en otras circunstancias, y siguiendo en su lugar una estrategia de control modificada en el caso de grandes variaciones en la potencia del rotor, el par y/o el coeficiente de empuje que se ha observado que refleja grandes cambios en las condiciones de carga de viento, por ejemplo, mediante una reducción de potencia, el cierre de la turbina eólica por completo o el aumento de la referencia de paso.

El método de control obtenido aquí es más ventajoso al proporcionar un esquema de control para una turbina eólica que reduce las vibraciones de la torre y las cargas extremas de la torre, especialmente los momentos de flexión extremos cerca de la base de la torre.

El método de control es aún más ventajoso al actuar como un sistema basado en acontecimientos ya que la turbina puede ser controlada sin verse afectada según su estrategia de control convencional (típicamente para maximizar la producción de energía de la turbina), a menos que la carga y/o el cambio existente en ese momento en la carga de la turbina eólica dicte que es ventajoso modificar el control.

Las condiciones de carga de viento pueden incluir la velocidad media y/o absoluta del viento, la cizalladura del viento, la dirección del viento, en particular con respecto al plano del rotor, las zonas de sombra del viento, las variaciones del campo del viento, el factor de turbulencia, etc.

Es una ventaja del método de la presente invención que pueda aplicarse fácilmente a las turbinas eólicas existentes sin necesidad de componentes adicionales o equipos de hardware.

5 Como se ha mencionado brevemente en la introducción, el parámetro controlable puede comprender, por ejemplo, el cabeceo individual o colectivo de las palas, la guiñada o la conicidad del rotor, la velocidad de rotación del rotor, la potencia, la velocidad del generador o algunos de los parámetros de ajuste para cualquier otro dispositivo aerodinámico activo para cambiar las superficies aerodinámicas de las palas, tales como aletas o medios de generación de vórtice.

10 La señal de control puede comprender una señal de referencia de potencia o del par de torsión para controlar la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica mediante el cambio de la potencia o el par de torsión.

15 Como alternativa o adicionalmente, la señal de control puede comprender una señal de referencia de paso para controlar el cabeceo de las palas de la turbina eólica. La señal de referencia de paso puede comprender el valor de la referencia de paso para cada pala de turbina eólica individual y/o el valor de la referencia de paso colectivo, de modo que el método de control se puede llevar a cabo en cada una de las referencias de paso de las palas individuales y/o en la media (la referencia de paso colectiva) de estas.

20 La etapa de determinar una señal de control para un parámetro controlable se puede realizar en el mismo o en diferentes controladores y basándose en la entrada de varios sensores, tales como sensores de carga en las palas o el árbol del rotor, acelerómetros en la góndola, anemómetros, etc. De esta manera, la señal de control (por ejemplo, una referencia de paso) puede determinarse por el controlador según otras estrategias de control, teniendo en cuenta, por ejemplo, el control de inclinación - guiñada de la turbina, el ajuste del paso que produce la salida de potencia máxima para la velocidad del viento dada, el cabeceo individual que toma en cuenta la cizalladura del viento y/o la sombra de la torre, el cabeceo para ajustar la velocidad de rotación o para disminuir las vibraciones de la torre, etc.

25 La estimación de dichos uno o más parámetros de funcionamiento que representan una carga en la turbina eólica puede comprender la estimación o medición de cualquier parámetro que represente la potencia del viento entrante o el nivel de carga de la pala, tales como la medición de las tensiones o esfuerzos sobre las palas, la medición de la deformación de las palas, la medición de la aceleración del rotor, la velocidad del generador, la potencia del generador, la distancia entre la pala y la torre y/o la aceleración de la góndola o la torre.

30 En una realización adicional de la invención, la etapa de estimación del parámetro de funcionamiento comprende la estimación de al menos uno de un coeficiente de potencia del rotor, un coeficiente de par de torsión y/o un coeficiente de empuje de la turbina eólica.

35 Como alternativa o adicionalmente, la estimación del parámetro de funcionamiento puede comprender la estimación de la fuerza de empuje en el rotor, y/o un ángulo de paso limitador de empuje que expresa el ángulo de paso mínimo para mantener el empuje sobre la turbina eólica por debajo o a un nivel de empuje máximo admisible. Por lo tanto, el ángulo de paso limitador de empuje (también denominado en lo sucesivo límite mínimo de paso) puede determinarse como el ángulo de paso que asegura que la fuerza de empuje está por debajo de un límite especificado. El empuje expresa la fuerza axial sobre el rotor de turbina eólica ejercida por el viento y transferida desde las palas del rotor y el rotor a la góndola y dirigida a lo largo del eje de rotación del rotor. El empuje puede ser positivo o negativo en diferentes momentos durante el funcionamiento de la turbina eólica y puede determinarse como una función de la velocidad del viento, el ángulo de paso de las palas del rotor y la velocidad de rotación del rotor (o generador).

40 Mediante el método de control propuesto se consigue que la iniciación del control modificado pueda ser independiente del paso existente en ese momento e indiferente a las cargas existentes en ese momento en la turbina eólica. Más bien, la estrategia de control modificado se inicia en función de los cambios repentinos o las fluctuaciones anormales en la situación de carga del viento.

45 El valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso puede determinarse como una función de la potencia producida por la rotación del rotor y la velocidad de rotación del rotor. Como se puede demostrar que el ángulo de paso para un valor de empuje dado y una velocidad de rotación dada del rotor es una función lineal de la potencia del rotor, el valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso puede determinarse a partir de esta relación y como una función del parámetro de variación, directa o indirectamente determinando primero el valor de empuje como el nivel de empuje máximo admisible según los parámetros de variación. Por lo tanto, el valor límite de paso mínimo puede determinarse fácil y rápidamente, por ejemplo, a partir de un conjunto de ecuaciones o curvas predeterminadas que producen la relación antes mencionada entre el paso mínimo y la potencia del rotor para diferentes velocidades de rotación del rotor y niveles de empuje.

50 Como alternativa o adicionalmente, el empuje máximo permitido en el rotor se puede determinar como una función de la variación de, por ejemplo, las cargas de las palas de la turbina o la aceleración del rotor.

El valor límite de paso mínimo del valor de referencia de paso se puede estimar para aumentar generalmente para aumentar el empuje máximo admisible del rotor y para aumentar la potencia del rotor o del generador y para aumentar la velocidad de rotación del rotor. El límite mínimo de paso se puede estimar para que dependa linealmente, o linealmente por partes, del empuje máximo admisible del rotor, la potencia del rotor o del generador y/o la velocidad de rotación del rotor.

Como alternativa o adicionalmente, el empuje máximo permitido en el rotor se puede determinar como una función de una velocidad media del viento en el rotor. El empuje máximo admisible puede basarse en conjuntos de curvas de empuje o conjuntos de datos y puede ser una función de la velocidad media del viento y las variaciones de, por ejemplo, cargas de la pala y/o la aceleración del rotor. Estas curvas o conjuntos de datos pueden determinarse fuera de línea a partir de la relación entre la carga de fatiga estimada, la velocidad del viento y el empuje máximo admisible, y pueden obtenerse, por ejemplo, a partir de simulaciones numéricas. Las curvas o conjuntos de datos se pueden establecer durante el diseño y la construcción de la turbina eólica, por ejemplo, para conseguir la producción de potencia deseada por la turbina eólica y durante el periodo de duración deseado. Las curvas o conjuntos de datos pueden actualizarse opcionalmente durante el funcionamiento de la turbina eólica. La velocidad del viento usada puede ser una velocidad del viento medida o estimada y puede ser una velocidad media del viento, por ejemplo, determinada como la velocidad media del viento sobre el área del rotor o como el promedio entre una velocidad máxima y mínima del viento.

Como alternativa o adicionalmente, el empuje máximo admisible se puede determinar a partir de tablas de consulta predeterminadas que producen un método eficaz y rápido para establecer o estimar el empuje máximo admisible.

En una realización de la invención, puede estimarse que el empuje máximo admisible del rotor por lo general disminuye al aumentar la variación del parámetro de funcionamiento y al disminuir la velocidad del viento. Puede estimarse que el empuje máximo admisible del rotor depende linealmente o linealmente por partes de la variación del parámetro de funcionamiento y/o la velocidad del viento. En una estimación más sencilla del empuje máximo del rotor admisible, se puede estimar que la variación del parámetro de funcionamiento es independiente de la velocidad del viento, de manera que el empuje máximo del rotor admisible puede calcularse como una función de la variación del parámetro de funcionamiento solamente.

La aceleración angular del rotor se puede determinar por medio de sensores que miden la velocidad del árbol de alta velocidad en el lado del generador del engranaje. Las cargas de la pala pueden medirse por medio de medidores de deformación o fibras ópticas colocadas en o en uno o más de las palas de la turbina eólica, por ejemplo, en la raíz de la pala.

Los intervalos de tiempo en los que se determinan el parámetro de funcionamiento y su variación pueden variar según las necesidades y pueden determinarse, por ejemplo, de forma continua o en longitudes de intervalo variables dependientes, por ejemplo, de las condiciones de turbulencia, de la dirección del viento en ese momento, de la temperatura ambiente, etc.

Según una realización de la invención, la variación de un parámetro de funcionamiento que representa una carga en la turbina eólica y, por lo tanto, directamente relacionada con el nivel de empuje en el rotor y la torre, tal como, por ejemplo, la variación del paso limitador de empuje, la potencia del rotor, el par, y/o los coeficientes de empuje de la turbina eólica, se utiliza para determinar qué estrategia de control debe emplearse. Esto es ventajoso ya que tales parámetros son características de la turbina eólica y se ha observado que reflejan cambios en las condiciones de carga de viento, tales como la turbulencia, las ráfagas, los cambios bruscos causados por pasajes de frentes meteorológicos, la cizalladura del viento, y los cambios en la dirección del viento con o sin cambios simultáneos en la velocidad del viento.

Una posible explicación de la ventaja del uso de la potencia del rotor, el par de torsión y/o los coeficientes de empuje puede ser que estos coeficientes comprenden menos interferencias, ya que reflejan la potencia total del rotor, el par, o el empuje promediados espacialmente y no solo en un único o en unos pocos puntos espaciales. Por lo tanto, los coeficientes no se ven perturbados por las fluctuaciones locales en el mismo grado que, por ejemplo, las mediciones de veleta y además no se promedian con el tiempo, por lo que pueden reflejar los cambios en las condiciones de carga de viento más temprano o más rápido. Por el contrario, las mediciones de las direcciones del viento de una veleta fluctuarán debido a los movimientos del rotor y la góndola, por lo tanto, tendrán que filtrarse dando como resultado un retraso, haciendo que un control de la turbina eólica basado en el mismo sea más lento. De forma similar, un método de control basado directamente en la velocidad del viento medida o estimada puede ser inexacto e inadecuado, ya que el control se basa en este caso únicamente en la velocidad del viento en un punto en el espacio y los cambios en éste único parámetro pueden no reflejar cambios similares en la velocidad general del viento.

Además, el método de control según la invención es ventajoso ya que los cambios en el parámetro de funcionamiento (por ejemplo, el paso limitador de empuje, la potencia del rotor, el par o los coeficientes de empuje) se pueden detectar muy pronto en comparación con los métodos de supervisión convencionales basados en, por ejemplo, la veleta y las mediciones directas de velocidad del viento. De este modo el método de control de la turbina

5 eólica puede reaccionar más rápidamente a los cambios repentinos o extremos en las condiciones de carga de viento, lo que puede dar el tiempo necesario para que la estrategia de control elegida se lleve a cabo en realidad en la turbina eólica a tiempo para evitar las altas cargas y los momentos indeseables que se obtendrían en caso contrario debido a los errores de guiñada, incluso para grandes turbinas de viento donde el control puede ser relativamente lento debido a que las palas son muy largas, los componentes pesados, etc.

10 El método de control según la invención es ventajoso además al hacer que el control de la turbina eólica no se vea afectado durante el funcionamiento normal, por lo que el modo de operación normal no se perturba y la potencia producida por la turbina eólica no se reduce innecesariamente en condiciones no críticas de carga de viento.

Además, el método de control según la invención es ventajoso al tener en cuenta los derivados y los efectos de segundo orden de las cargas en el rotor de la turbina eólica y, por lo tanto, responde a situaciones en las que la turbulencia es alta, pero de todos modos el empuje promedio puede ser aceptable.

15 Es una ventaja del método de la presente invención que puede aplicarse fácilmente a las turbinas eólicas existentes sin necesidad de componentes o equipos de hardware adicionales.

20 Además del control del paso de las palas, pueden controlarse simultáneamente o en paralelo otros parámetros controlables de la turbina, tales como, por ejemplo, la guiñada o la conicidad del rotor, la velocidad de rotación del rotor, la potencia, el par, la velocidad del generador, o algunos de los parámetros de ajuste para cualquier otro dispositivo aerodinámico activo para el cambio de las superficies aerodinámicas de las palas, tales como aletas o medios de generación del vórtice.

25 En una realización de la invención, la estrategia de control modificada puede comprender detener o deshabilitar la turbina eólica, con lo que se evitan o se previenen de manera eficaz y sencilla las cargas grandes indeseables que de otra manera se producirían como resultado de las condiciones de carga de viento fuerte. Una estrategia de control de deshabilitación de potencia puede incluir, por ejemplo, una reducción de la potencia de referencia, una reducción de la velocidad de rotación, el cabeceo de las palas colectivo fuera del viento (opcionalmente combinado con el cabeceo individual de las palas) o una combinación de cualquiera de estos esquemas de control. La detención puede conseguirse, por ejemplo, frenando gradual o escalonadamente la turbina hasta que se detiene, o por el cabeceo de las palas completamente fuera del viento.

35 Además, la estrategia de control modificada puede comprender el control de la turbina eólica según la señal de control anterior a la señal de control más reciente, con lo que la turbina eólica se controla de un modo seguro y se previenen de manera eficaz las cargas extremas indeseables que se producirían de otra manera como resultado de las condiciones de carga de viento fuerte, sin influir en gran medida en la productividad de la turbina eólica.

40 En una realización adicional, la estrategia de control modificada comprende la adición de un parámetro de modificación al valor de la señal de control. En este caso se consigue que la señal de control pueda modificarse rápida y dinámicamente reduciendo la fuerza de empuje eficaz ejercida en el rotor y la torre de manera eficaz. La estrategia de control modificada es más ventajosa teniendo en cuenta que la sintonización o el ajuste de la señal de control solo se activan cuando es necesario - en general con alta turbulencia, evitando así los picos de carga en especial sobre las palas y la torre. Además, en estas situaciones en las que se activa la estrategia de control modificada, la turbina eólica no se detiene o deshabilita simplemente, sino que en su lugar se controla de una manera que reduce la fatiga y daños en el rotor, manteniendo al mismo tiempo una producción de potencia de la turbina eólica.

50 La señal de control también puede comprender, como se ha mencionado anteriormente, una señal de referencia de paso para controlar el cabeceo de las palas de la turbina eólica, y la estrategia de control modificada puede comprender el aumento del valor de la señal de referencia de paso. Al aumentar el paso de las palas de la turbina, el empuje aerodinámico en el rotor y la torre y de ese modo los momentos de pala, la inclinación de la torre y los momentos de flexión se reducen directa y eficazmente.

55 El parámetro de modificación puede ser una constante predeterminada o puede ser una función del valor del parámetro de funcionamiento cuando se controla según la estrategia de control modificada. Este parámetro de funcionamiento puede ser el utilizado para la activación de la estrategia de control. El parámetro de modificación puede ser, además, una función del valor de otro parámetro de funcionamiento. En este caso puede conseguirse que la señal de control, tal como, por ejemplo, el paso pueda modificarse en una magnitud que depende, por ejemplo, de las condiciones de carga de viento existentes en ese momento. De esta manera, la señal de control puede cambiarse más bruscamente en condiciones de carga de viento más severas que conducen a cargas más altas y más críticas sobre los componentes de la turbina eólica.

65 El coeficiente de potencia del rotor expresa la eficiencia con la que la turbina eólica convierte la energía eólica en potencia y se da como la relación de la potencia extraída por una turbina eólica respecto a la potencia disponible en la corriente de viento. El coeficiente de par de torsión se puede expresar en términos del coeficiente de potencia del rotor dividido por la relación de punta de pala.

El parámetro de funcionamiento, tal como el coeficiente de potencia de rotor, el coeficiente de par de torsión y el coeficiente de empuje de la turbina eólica puede determinarse a partir de un ángulo de paso de uno o más de las palas de la turbina eólica, de la velocidad del generador, la velocidad del rotor, y/o la potencia del rotor o del generador.

5 Del mismo modo, el paso limitador de empuje puede determinarse a partir de la potencia del rotor o el generador, a partir de un empuje máximo admisible dado y la velocidad de rotación del rotor o generador.

10 Además, los parámetros de funcionamiento pueden determinarse a partir de la velocidad del viento, ya sea como estimaciones o mediciones directas. Además, los parámetros de funcionamiento pueden determinarse en parte buscando en tablas predeterminadas. Por lo tanto, los parámetros de funcionamiento, incluyendo el paso limitador de empuje, el coeficiente de potencia del rotor, el coeficiente de par de torsión y el coeficiente de empuje pueden determinarse en la mayoría de los casos a partir de la información ya disponible sin necesidad de sensores adicionales sobre la turbina eólica.

15 En una realización de la invención, el parámetro de variación se determina filtrando dicho al menos un parámetro de funcionamiento, tal como el paso limitador de empuje, el coeficiente de potencia del rotor, el coeficiente de par de torsión y el coeficiente de empuje de la turbina eólica. En este caso se obtiene un parámetro de variación que expresa la variación a lo largo del tiempo de uno o más de los coeficientes, que puede utilizarse en los sistemas de control existentes con medios sencillos, opcionalmente por la actualización de los sistemas existentes y sin la necesidad de mediciones adicionales. Se pueden emplear diferentes tipos de filtros tales como filtros de paso bajo rápidos y lentos, filtros de primer orden o de un orden superior, un filtro de Kalman o por la aplicación de la transformación rápida de Fourier.

20 Como alternativa o adicionalmente, el parámetro de variación que refleja una variación del parámetro de funcionamiento se puede determinar como una función del valor medio y/o la desviación típica y/o la varianza del parámetro, a partir de un algoritmo de recuento de flujo de lluvia, o por medidas de procesamiento de datos similares que reflejen la fluctuación del parámetro con el tiempo.

30 En una realización adicional de la invención, el parámetro de variación se determina como una función de la diferencia entre un parámetro de funcionamiento filtrado de un paso bajo rápido y lento, tal como el paso limitador de empuje, la eficacia de potencia del rotor, el coeficiente de par de torsión y/o el coeficiente de empuje. Por lo tanto, se obtiene una medida eficaz para la variación dependiente del tiempo de dichos uno o más parámetros en cuestión mediante un simple algoritmo.

35 El parámetro de variación de esta manera refleja un cambio repentino o brusco del coeficiente en cuestión. Tal parámetro de variación que expresa la variación respecto al tiempo del parámetro de funcionamiento se puede utilizar en los sistemas de control existentes por medios sencillos, opcionalmente mediante la actualización de los sistemas existentes y sin la necesidad de mediciones adicionales.

40 En una realización de la invención, el parámetro de variación se determina como una función de un ángulo de paso de uno o más de las palas de turbina eólica, la aceleración de la torre de turbina eólica y/o la velocidad del tren de accionamiento de la turbina eólica. En este caso, el parámetro de variación puede sintonizarse para reflejar de manera más eficaz los cambios en las condiciones de carga de viento, por ejemplo para sintonizar el parámetro de variación para, por ejemplo, evitar exceder el umbral de alerta durante el funcionamiento normal de la turbina eólica para conseguir un mayor grado de certeza, o para sintonizar el parámetro de variación para que refleje cambios específicos en las condiciones de carga de viento, por ejemplo, para ser más sensible a los cambios de dirección del viento extremos que a los cambios de velocidad del viento extremos, etc. Por ejemplo, el parámetro de variación es más sensible (y por lo tanto más propenso a hacer que se inicie una estrategia de control modificada) cuanto más cabeceen las palas en el viento, en cuyo caso un cambio brusco de condición de la carga de viento también causaría mayor inclinación y momento de guiñada que para las palas que cabecean más fuera del viento.

50 En una realización, el parámetro de variación también podría elegirse para aumentar con el valor de la velocidad del viento absoluta o promedio. En este caso, se obtiene un método de control que en algunas situaciones reacciona más rápidamente a grandes variaciones en las condiciones de carga de viento, donde la posibilidad de que el parámetro de variación exceda el umbral de alerta es mayor y, por lo tanto, es más probable que la turbina eólica se controle de manera diferente, por ejemplo, de manera más conservadora, se detenga o se deshabilite. Esto puede ocurrir ventajosamente, por ejemplo, a velocidades de viento mayores, donde el riesgo de cargas grandes o extremas y momentos de la turbina eólica inaceptables es correspondientemente más alto que a velocidades de viento más bajas.

55 En una realización de la invención, el umbral de alerta es una constante predefinida, puede depender del valor de control más reciente y/o puede ser una función de la velocidad del viento.

60 El umbral de alerta puede ser opcionalmente una función de los otros parámetros, tales como la velocidad del viento existente en ese momento, un factor de turbulencia, mediciones de aceleración en la góndola o las palas, las cargas

de la pala, la producción de potencia, la velocidad del generador, o el paso de las palas en ese momento, con lo que se obtiene el método de control que en algunas situaciones reacciona más rápidamente a grandes variaciones en las condiciones de carga de viento. De esta forma, podría aplicarse un método de control donde es más probable un control modificado tal como detener o deshabilitar la turbina, en situaciones en que las consecuencias de los grandes cambios en las condiciones del viento son más severas, por ejemplo, a velocidades de viento más altas.

La presente invención se refiere en otro aspecto a un sistema de control según la reivindicación 12.

En este caso, se obtiene un sistema de control para una turbina eólica que puede controlarse según los métodos de control anteriores y con las ventajas derivadas de los mismos y como se describe en relación con ello.

Finalmente, la presente invención se refiere en otro aspecto a una turbina eólica según la reivindicación 13.

Las ventajas de esta turbina eólica ya se han descrito anteriormente en relación con el método de control según las realizaciones.

La estimación de dichos uno o más parámetros de funcionamiento que representan una carga en la turbina eólica puede comprender, según una realización de la invención, estimar o medir las cargas de la pala en uno o más de las palas de la turbina eólica. Por ejemplo, las cargas de la pala se pueden medir en la raíz de cada uno de las palas produciendo una medida de los momentos de flexión de la pala respecto a la aleta.

El parámetro de variación se puede determinar entonces como una función de la variación de dichas una o más cargas de la pala de manera que el control de la turbina eólica se modifica si se detectan caídas grandes en las cargas de la pala. Como ejemplo, el parámetro de variación se puede determinar tomando el valor más alto de carga de la pala que se produce en el período de tiempo que acaba de pasar, tal como durante los últimos 5-10 segundos, y se resta el valor de carga existente en ese momento. En caso de que este valor de caída de la carga exceda un determinado nivel o umbral de alerta, la estrategia de control de la turbina eólica se modifica. Además o como alternativa, la caída de la carga combinada (es decir, la añadida) de todas las palas de la turbina puede considerarse el parámetro de variación.

Si está activada, la estrategia de control modificada puede mantenerse durante un cierto tiempo, tal como durante aproximadamente 10 a 20 segundos, y/o puede mantenerse siempre que el parámetro de variación sea superior al umbral de alerta.

Como se ha mencionado anteriormente, la estrategia de control modificada puede comprender detener o deshabilitar la turbina, o puede comprender la adición de un parámetro de modificación en el valor de la señal de control.

Según una realización se añade un valor a las referencias de paso individuales, siendo dicho valor proporcional al cambio en la carga de la pala para esa pala particular. De esta manera, la referencia de paso se amplía cuando la carga de la pala está aumentando. Suponiendo que un ángulo de inclinación más grande conduce a una carga de pala reducida, esta estrategia de control modificada propuesta puede hacer que disminuyan los cambios en la carga de la pala.

Según una realización adicional, la referencia de paso individual puede mantenerse constante durante algún tiempo (por ejemplo, aproximadamente 10-20 segundos).

Breve descripción de los dibujos

A continuación, se describirán diferentes realizaciones de la invención con referencia a los dibujos, en los que:

la figura 1 ilustra en general una turbina eólica,
 la figura 2 ilustra un sistema de control general de una turbina eólica según la presente invención,
 la figura 3 muestra los parámetros del viento como una función del tiempo durante un cambio extremo de la dirección del viento y la correspondiente eficacia del rotor y momentos de inclinación para una turbina eólica durante una estrategia de control según la técnica anterior,
 la figura 4 muestra el mismo caso de carga extrema del viento que la figura 3,
 la figura 5 muestra potencia, coeficientes de potencia del rotor y momentos de inclinación resultantes de una estrategia de control según una realización de la invención y en comparación con los resultados de una estrategia de control convencional,
 la figura 6 ilustra el coeficiente de potencia del rotor y valores filtrados del mismo durante una serie de tiempo con la producción normal,
 la figura 7 es un diagrama de flujo que ilustra una realización del método de control,
 la figura 8 muestra el ángulo de inclinación $\theta_{\text{mínimo}}$ aceptable como una función de la potencia del rotor P_{rotor} a cuatro velocidades de rotación ω diferentes y para un empuje máximo constante dado,
 la figura 9 muestra la velocidad del viento, el parámetro de modificación de paso, el paso resultante y el momento de flexión de la torre durante una ráfaga y como resultado de una estrategia de control con y sin modificación de paso

según una realización de la invención, y la figura 10 muestra los mismos parámetros que la figura 9 durante una serie de tiempo con viento fluctuante.

Descripción detallada de los dibujos

5 Como se muestra en la figura 1, una turbina eólica 90 comprende una torre 92, una góndola 94 en la parte superior de la torre y los componentes de la máquina de carcasa de la góndola, tales como caja de cambios, generador, etc. (no mostrados). En un extremo de la góndola, una sección de cubo 96 soporta una pluralidad de palas 10 de turbina eólica. El rotor de la turbina eólica incluye las palas y posiblemente otras partes rotatorias como la sección de cubo 96. Una o más unidades de medición 12 pueden estar provistas en la sección de cubo 96, en o sobre la góndola, en uno o más de las palas 10, y en la torre 92. La(s) unidad(es) de medición 12 está(n) dispuesta(s) para medir uno o más parámetros de funcionamiento que representan una carga sobre el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento, tal como una aceleración de un componente de la turbina eólica, una carga de un componente de la turbina eólica, una deflexión de un componente de la turbina eólica, o una velocidad de rotación de un componente de la turbina eólica. La medición de la carga puede, por ejemplo, ser una medición de par de torsión en el cubo o una tensión en la raíz de la pala y puede realizarse por medios adecuados, tales como medidores de deformación, fibras ópticas, etc. La medición de la aceleración se puede realizar por medio de un acelerómetro dispuesto dentro de la sección de cubo, en la góndola o sobre el eje principal. La medición de la desviación se puede realizar, por ejemplo, mediante un dispositivo de medición de ángulos. La medición de rpm se puede realizar convenientemente en el eje principal de la turbina o en una parte giratoria dentro de la sección de cubo, para medir la velocidad de rotación del rotor. Como alternativa, puede realizarse por un instrumento, que es independiente del acceso al árbol principal de la turbina eólica.

25 La figura 2 ilustra, en general, un sistema de control de una realización de una turbina eólica según la invención. La turbina eólica comprende uno o más controladores, tales como un controlador alojado en la góndola 18 dentro de la góndola 94 y un controlador situado en el cubo 14 y en comunicación entre sí a través de una interfaz entre las partes estacionarias y giratorias. Los controladores 14, 18 reciben impulsos de la serie de sensores o unidades de medición 12 colocadas en diferentes partes de la turbina eólica, como en la góndola, en las palas o la torre. Las unidades de medición 12 pueden proporcionar datos de entrada al controlador alojado en la góndola 18 en relación con, por ejemplo, la potencia de salida de la turbina eólica, la dirección del viento, la velocidad del viento y/u otros parámetros. El circuito de control situado en el cubo 14 recibe datos de entrada desde una pluralidad de unidades de medición 12 dispuestas para medir, por ejemplo, las cargas sobre las palas 10 (es decir, la flexión de la pala), la oscilación de la pala, rpm, la aceleración, la velocidad o la carga de la torre 92 y/u otros parámetros. Los sensores 12 pueden estar provistos para fines individuales, o algunos de ellos pueden estar repetidos. Por ejemplo, dos de los sensores 12 pueden estar provistos para medir la carga de la pala, por lo que uno de los sensores 12 se proporciona para hacerse cargo si el otro falla. El sistema de control comprende un controlador de paso para la determinación del valor de referencia de paso para controlar el paso de las palas 10. La entrada desde las unidades de medición 12 se procesa en un procesador en uno o más de los controladores para obtener el parámetro de funcionamiento (tal como el coeficiente de empuje o el valor límite de paso mínimo) y el parámetro de variación, y de ese modo determinar si debe seguirse o no una estrategia de control modificada que se comunica a continuación al controlador de campo. El controlador de paso se configura entonces para modificar opcionalmente la referencia de paso decidida de otra forma y controlar el paso de las palas de la turbina en consecuencia.

45 La figura 3 muestra en las dos curvas superiores la velocidad absoluta del viento V_{viento} 101 y la dirección del viento de α_{viento} 102 como una función del tiempo t 103 durante un caso de condición de carga de viento. Este caso específico ilustra los parámetros del viento durante una ráfaga Extrema Coherente con un caso de carga de cambio de Dirección (ECD) tal como se prescribe en el código IEC 61400 que comprende una gama de condiciones de carga de viento extremas típicamente consideradas en el diseño de una turbina eólica para asegurar su integridad estructural. Como puede verse a partir de las curvas, la dirección del viento 102 y la velocidad 101 cambian de forma bastante brusca desde alrededor $t=20$ s y los siguientes 10 segundos.

55 Las dos curvas más inferiores muestran el coeficiente de potencia del rotor C_p 104 y el momento de inclinación $M_{inclinación}$ 105 para una turbina eólica de velocidad variable con regulación de paso con un sistema de guiñada convencional basado en mediciones de la veleta durante y como consecuencia del cambio de la velocidad extrema y la dirección del viento.

El coeficiente de potencia del rotor C_p se define como la relación de la potencia de salida real de la turbina a la potencia presente en la corriente libre de un fluido que fluye a través de la misma área de sección transversal:

60
$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho V^3 A}$$

donde P es la potencia del rotor, ρ es la densidad del aire, V es la velocidad del viento, y A es el área de barrido del

rotor.

El coeficiente de potencia del rotor C_P 104, por lo tanto, se puede calcular y estimar continuamente basándose en la velocidad del viento y la potencia del rotor producida por la turbina eólica como saben los expertos en la materia. La velocidad del viento se puede medir, por ejemplo, a través de un anemómetro montado en la góndola (de base mecánica o ultrasónica), o puede estimarse, por ejemplo, a través de sondas de presión montadas en el cubo o la pala.

El coeficiente de potencia del rotor se puede determinar al mismo tiempo que la determinación de una estimación de la velocidad del viento a partir de la siguiente ecuación:

$$f(v) = \frac{1}{2} \rho A_R C_P \left(\theta, \frac{\omega_R R}{v_{est}} \right) v_{est}^3 - P_{ROT} = 0,$$

Este método implica las mediciones del ángulo de paso θ , la velocidad del rotor ω_R , y la potencia del rotor P_{ROT} (pérdidas del tren de accionamiento mecánico y eléctrico estimadas por la salida del generador más la potencia de aceleración). La velocidad del viento puede entonces averiguarse resolviendo la ecuación en un proceso iterativo ya que el coeficiente de potencia del rotor en cada etapa de iteración se puede determinar a partir de tablas de consulta

como una función del paso y la velocidad específica $\lambda = \frac{\omega_R R}{v}$ (y por tanto como una función de la estimación de la velocidad del viento en ese momento).

El coeficiente de par de torsión del rotor C_Q está relacionado con el coeficiente de potencia del rotor como:

$$C_p = \lambda C_Q,$$

donde λ es la velocidad específica de la turbina. Por lo tanto, el método de control según la invención y como se describe en detalle en lo sucesivo puede, en general, estar basado igualmente bien en el coeficiente de par de torsión del rotor en vez de en el coeficiente de potencia del rotor.

El momento de inclinación $M_{inclinación}$ 105 es un momento de carga alrededor de un eje que es sustancialmente perpendicular a una dirección longitudinal definida por la construcción de la torre de la turbina eólica, y sustancialmente perpendicular a un eje definido por un eje principal del tren de accionamiento de la turbina eólica. En la figura 3, parece ser que se produce una carga muy alta (considerablemente más alta que durante el funcionamiento normal) alrededor $t = 34$ s y posteriores.

Pueden surgir momentos de inclinación alta, por ejemplo, debido al control de paso basado en la velocidad del generador que es un sistema de acción relativamente lento que no puede seguir las pendientes pronunciadas de la velocidad del viento, o que no ha sido diseñado para reaccionar en condiciones de viento que cambian rápidamente. Por lo tanto, el coeficiente de empuje no puede reducirse suficientemente rápido como para compensar la velocidad del viento aumentada. Como resultado, la torre se desvía hacia atrás con el resultado de momentos de inclinación excesivos y momentos de flexión en la base de la torre. Además, un controlador de inclinación de guiñada en la turbina eólica no puede reaccionar suficientemente rápido como para ser capaz de compensar el cambio brusco en la dirección del viento que da como resultado cargas y momentos desequilibrados, y los errores de guiñada estacionarios que llevan a la detención de la turbina eólica. Del mismo modo, los momentos de guiñada del cubo (es decir, un momento de carga alrededor de un eje que es sustancialmente paralelo a y que coincide con una dirección longitudinal definida por la construcción de la torre de la turbina eólica) puede ser excesivo en condiciones de viento extremo como se describe en el presente documento.

En el caso de carga que se muestra en la figura 3, se observa que una supervisión del error de guiñada según métodos conocidos, donde se detecta cualquier cambio de dirección del viento a partir de mediciones de la veleta, dispara la alarma causando la detención de la turbina eólica que se iniciará en torno a $t = 33$ s, 110. Como puede verse a partir de la curva de momentos más inferior, esto es sin embargo demasiado tarde para evitar los grandes momentos de inclinación $M_{inclinación}$, en primer lugar, porque los momentos de inclinación ya son excesivos en este punto de tiempo, y en segundo lugar porque el proceso de detención en sí mismo tarda algún tiempo en surtir efecto.

Sin embargo, como puede verse en la figura 3, el cambio en los parámetros de condición de viento se refleja en el coeficiente de potencia del rotor C_P 104 ya desde alrededor de $t = 21$ s, 120, donde el coeficiente comienza a disminuir. Este efecto se aprovecha en el método de control según una realización de la invención para mejorar el funcionamiento de la turbina eólica, como se describirá con más detalle en lo sucesivo.

Según una realización de la invención, la estrategia de control de la turbina eólica se modifica en caso de que un parámetro de variación A_{var} que es una función del coeficiente de potencia del rotor y refleja una variación del mismo a lo largo del tiempo llegue a ser mayor que un umbral de alerta T . El parámetro de variación A_{var} puede determinarse, en una realización, como la diferencia entre el coeficiente de potencia del rotor filtrado de paso bajo lento y rápido; $A_{var} = C_{Plento} - C_{Prápido}$.

Siempre y cuando el parámetro de variación no alcance o supere el umbral de alerta, el control y la operación de la turbina eólica no se altera, y la turbina eólica se controla como se determina de otro modo y según las señales de control recibidas de dichos uno o más controladores, tales como señales de potencia o de referencia de par de torsión para controlar la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica, o las señales de referencia de paso para controlar el cabeceo de uno o más de las palas de turbina eólica. La estrategia de control modificada iniciada por el parámetro de variación que excede el umbral de alerta puede comprender, por ejemplo, detener la turbina eólica (por ejemplo, mediante el frenado o cabeceo de las palas fuera del viento según alguna estrategia de detención), o deshabilitando la turbina. Una estrategia de control de deshabilitación puede incluir, por ejemplo, una reducción de la referencia de potencia, una reducción de la velocidad de rotación, cabeceo de las palas colectivo fuera del viento (opcionalmente combinado con cabeceo individual de las palas) o una combinación de dos o tres de estos esquemas de control. Como alternativa o adicionalmente, la estrategia de control modificada puede comprender la adición de un parámetro de modificación a la señal de control tal como, por ejemplo, el aumento del paso en una cierta cantidad extra.

Esta estrategia se ilustra en la figura 4 que muestra la parte más temprana del mismo caso de carga de viento que en la figura 3, siendo la velocidad del viento V_{viento} 101 y la dirección del viento α_{viento} 102 una función del tiempo t 103. Una de las curvas mostradas más abajo muestra el coeficiente de potencia del rotor C_P 104 en una línea continua gruesa que también se muestra en la figura 3, y que se obtiene a partir de los parámetros de condiciones de carga de viento durante el funcionamiento normal de la turbina eólica y estimados o calculados directa o indirectamente a partir de la potencia de la turbina eólica y la velocidad del viento como se ha descrito anteriormente. En una línea más fina de trazos se muestra el coeficiente de potencia del rotor filtrado con un filtro de paso bajo rápido $C_{Prápido}$ 201, mientras que la línea de puntos 202 muestra el coeficiente de potencia del rotor filtrado con un filtro de paso bajo lento y menos un umbral de alerta; $(C_{Plento} - T)$ 202. En esta realización, el umbral de alerta T es una constante predefinida igual a $T = 0,15$.

Según una realización de la invención, el control de la turbina eólica se modifica en caso de que un parámetro de variación A_{var} que es una función del coeficiente de potencia del rotor y que refleja una variación del mismo a lo largo del tiempo se haga mayor que un umbral de alerta T . El parámetro de variación A_{var} está en una realización y, como se ilustra en la figura 4, se determina como la diferencia entre el coeficiente de potencia del rotor filtrado de paso bajo lento y rápido; $A_{var} = C_{Plento} - C_{Prápido}$.

En estas condiciones de viento ilustradas en la figura 4, la variación del coeficiente de potencia del rotor en el tiempo hace que la estrategia de control modificado se inicie en $t = 25$ s, 210, donde la curva del filtrado rápido $C_{Prápido}$ 201 cae por debajo de la curva del valor del filtrado lento C_{Plento} menos el valor fijo del umbral de alerta T , 202, con lo que el parámetro de variación A_{var} , por lo tanto, se hace mayor que el umbral de alerta, $A_{var} > T$.

El filtrado que se aplica sobre el coeficiente de potencia del rotor es en este caso un filtro de paso bajo recursivo de 1º orden con una constante de tiempo especificada por el usuario:

$$Y_{filtrada,n} = Y_{filtrada,n-1} \left(1 - \frac{\Delta t}{\tau} \right) + Y_n \frac{\Delta t}{\tau}$$

Donde $\tau_{[s]}$ es la constante del tiempo de filtrado, $\Delta t_{[s]}$ = intervalo de tiempo de muestreo, Y_n es la señal que va a filtrarse y $Y_{filtrada,n}$ es la señal filtrada y n es el número de etapa de la muestra. La velocidad del filtro (rápida o lenta) se determina por la magnitud de la constante de tiempo. En esta realización, el promediado lento se realiza usando un filtro de paso bajo de primer orden en C_P con una constante de tiempo de 30 s. El promediado rápido se realiza utilizando el mismo filtro con una constante de tiempo de 1 s.

En otras realizaciones, la variación dependiente del tiempo del coeficiente de potencia del rotor se puede determinar mediante la aplicación de otros tipos de filtros, tales como filtros de orden superior, un filtro de Kalman o por la aplicación de la transformación rápida de Fourier. La variación dependiente del tiempo puede determinarse además como una función de la desviación típica y/o un valor medio del parámetro de funcionamiento.

Los intervalos de tiempo en los que se determinan el parámetro de funcionamiento y su variación pueden variar según las necesidades y pueden determinarse, por ejemplo, de forma continua o en diferentes longitudes de intervalo que dependen, por ejemplo, de las condiciones de turbulencia, la dirección del viento en ese momento, la temperatura ambiente, etc.

El umbral de alerta que en los ejemplos mostrados de la figura 4-6 está ajustado previamente a una constante de $T = 0,15$ se puede elegir, por ejemplo, a partir de simulaciones que se obtienen a partir de la turbina eólica que no es detenida o deshabilitada ni demasiado pronto, es decir, en condiciones no críticas carga de viento, ni demasiado tarde para evitar cargas extremas y momentos sobre los componentes de la turbina eólica.

El umbral de alerta puede elegirse como una función de parámetros que indican directa o indirectamente la gravedad de la condición o condiciones de carga de carga de viento de la turbina, tales como por ejemplo la velocidad del viento y la dirección del viento en ese momento, un factor de turbulencia, o, por ejemplo, cargas o momentos existentes en ese momento en algunos de los componentes de la turbina eólica, o el cabeceo actual o la historia de cabeceo. Por ejemplo, se puede utilizar un umbral de alerta T dependiendo del paso de las palas en ese momento. En caso de que las palas cabeceen más dentro del viento, un cambio relativamente repentino en las condiciones de carga de viento causaría mayores cargas sobre las palas del rotor que si las palas se hubieran enfrentado inicialmente fuera del viento. Por lo tanto, un umbral de alerta T ventajosamente se podría expresar como una función del paso de tal manera que fuera más probable alterar o modificar (un T menor) la estrategia de control de la turbina eólica, por ejemplo, mediante detención o deshabilitación, cuando el riesgo de cargas intolerables causadas por cambios en las condiciones del viento es mayor.

La figura 5 muestra, desde la parte superior, la velocidad del viento 101, la energía eléctrica en el lado del generador P 301, el coeficiente de potencia del rotor C_P 104, y el momento de inclinación $M_{inclinación}$ 105 como una función del tiempo t 103, y durante la misma condición de carga de viento de cambio de velocidad y dirección del viento que se ilustra anteriormente en las figuras 3 y 4. Las líneas gruesas de trazos 302 para la potencia, el coeficiente de potencia del rotor, y el momento de inclinación muestran los parámetros sin el método de control según la presente invención que dan como resultado momentos de alta inclinación que se producen a pesar de que una supervisión de error de guiñada según la técnica anterior haga que se inicie la detención de la turbina eólica en torno a $t = 33s$, 110. Las líneas delgadas continuas 303 muestran los resultados simulados resultantes del método de control según una realización de la invención como se ha descrito anteriormente, y donde el uso de la variación dependiente del tiempo del coeficiente de potencia del rotor como un indicador para un gran cambio en las condiciones del viento hace que se inicie una estrategia de control modificada en torno a $t = 25s$, 310, desde donde se detiene la turbina. La detención basada en el coeficiente de potencia del rotor se inicia por lo tanto 8 segundos antes que por el método de control convencional basado en la supervisión de error de guiñada a partir de las mediciones de veleta. Como puede verse en la figura, de este modo, la detención se inicia suficientemente temprano para evitar los grandes momentos de inclinación que se producirían de otra forma.

La figura 6 muestra una serie de tiempo con producción normal y con el método de control ejecutado según lo anterior. La velocidad del viento 401 y la dirección del viento 402 como una función del tiempo se muestran en las dos primeras curvas, cuyas condiciones de carga de viento dan como resultado el coeficiente de potencia del rotor mediante la línea continua (gris) en la curva más inferior 403. En una línea de trazos negra se muestra el coeficiente de potencia del rotor filtrado con un filtro de paso bajo rápido $C_{Prápido}$ 404 y que es casi coincidente con el C_P no filtrado. La línea de puntos 405 muestra el coeficiente de potencia del rotor filtrado con un filtro de paso bajo lento y menos un umbral de alerta; $(C_{P,lento} - T)$ similar a las curvas de la figura 4.

Se puede observar en la figura 6 que, en estas condiciones del viento, el parámetro de variación $A_{var} = C_{Plento} - C_{Prápido}$ no excede el umbral de alerta T , es decir, la curva del valor filtrado rápido $C_{Prápido}$ 404 no viene por debajo de la curva del valor filtrado lento C_{Plento} menos el valor fijo del umbral de alerta T 405, aunque está cerca en torno a $t = 450 s$, 410. Por lo tanto, la estrategia de control modificada de, por ejemplo, detener o deshabilitar la turbina eólica no se activa durante este funcionamiento normal de la turbina eólica, lo que es ventajoso ya que la producción de potencia de la turbina eólica por lo tanto no es disminuida innecesariamente.

Como se ha mencionado anteriormente, el parámetro de variación A_{var} puede determinarse, como alternativa o adicionalmente, basándose en el coeficiente de par de torsión del rotor de la turbina eólica debido a su relación directa con el coeficiente de potencia del rotor a través de la velocidad específica λ .

En una realización adicional de la invención, el parámetro de variación A_{var} se determina basándose en la fuerza de empuje estimada F_T en la turbina eólica en lugar de, o además de, el coeficiente de potencia del rotor. El empuje F_T puede determinarse o estimarse a partir de la velocidad del viento, el ángulo de inclinación y la velocidad de rotación del rotor o del generador. En general, se puede mostrar que el empuje disminuye con el aumento de los ángulos de paso.

Del mismo modo, el parámetro de variación A_{var} puede determinarse basándose en el coeficiente de empuje de la turbina eólica en lugar de, o además de, el coeficiente de potencia del rotor. El coeficiente de empuje C_t es la velocidad relativa de cada pala y el ángulo de ataque que produce la elevación de cada pala y se define como:

$$C_T = \frac{F_T}{\frac{1}{2} \rho V^2 A}$$

donde F_T es el empuje aerodinámico en el rotor, ρ es la densidad del aire, V es la velocidad del viento, y A es el área de barrido del rotor. El empuje puede, por ejemplo, estimarse a partir de la potencia del rotor, la velocidad del rotor y/o del generador, el paso de las palas, y, opcionalmente, basándose en tablas de consulta.

En la figura 6 se puede observar que el coeficiente de potencia del rotor C_P parece ser sensible no solo a los cambios de dirección del viento, sino también a la variación de la velocidad del viento. El coeficiente de potencia del rotor, en general, parece fluctuar más a velocidades de viento bajas. Se observa un efecto similar en el coeficiente de empuje. Por lo tanto, en realizaciones de la invención, el parámetro de variación A_{var} también se puede expresar como una función de otras señales de sensor o parámetros medidos tales como la velocidad del viento en ese momento, el paso de las palas, la velocidad del tren de accionamiento, o la aceleración de la góndola. De este modo, se puede obtener una mejor sintonización del parámetro de variación y una mayor confianza en que la estrategia de control modificada no se inicia durante el funcionamiento normal de la turbina eólica.

Según una realización de la invención, el parámetro de funcionamiento puede ser elegido como el límite de paso θ_{min} asegurando que el empuje de la turbina eólica está por debajo de un límite máximo admisible especificado $F_{t,max}$. Por lo tanto, el límite de paso es similar a, por ejemplo, el empuje aerodinámico que representa la carga en la turbina eólica como se ejerce por el viento. Este límite de paso también se conoce como el paso limitador de empuje. Se puede demostrar que el ángulo de paso θ_{min} 800 para un valor dado de empuje se puede expresar como una función lineal de la potencia del rotor P_{rot} 810 como se ilustra en la figura 8. Aquí, el paso mínimo 800 correspondiente a un cierto empuje máximo admisible fijo se muestra como una función de la potencia del rotor P_{rot} , 810 y para 4 valores diferentes de velocidad de rotación del rotor ω 801, 802, 803, 804. La velocidad de rotación del rotor aumenta para incrementar el paso a una potencia del rotor dada. Se puede determinar dicha relación para diferentes valores de empuje del rotor $F_{t,max}$, a partir de la cual después puede determinarse un paso mínimo límite θ_{min} 800 basándose en la información de la potencia del generador $P_{generador}$ 810 y la velocidad de rotación del rotor ω 801-804 por interpolación. La potencia del rotor se puede determinar a partir de datos sobre la potencia del generador y la velocidad de rotación del rotor.

Como se ha indicado anteriormente, puede determinarse un paso limitador de empuje de tal manera que no se supere un cierto empuje máximo aceptable y admisible. El empuje del rotor máximo $F_{t,max}$ puede fijarse a un nivel predefinido y/o constante. Como alternativa o adicionalmente, el empuje del rotor máximo $F_{t,max}$ puede ser variable y determinarse de forma continua o durante ciertos períodos de tiempo como el empuje máximo aceptable en las condiciones del viento dadas para no causar un desgaste y fatiga demasiado altos en la turbina eólica reduciendo de esta manera su tiempo de vida útil, mientras que al mismo tiempo se obtiene la producción de potencia deseada en el tiempo. El empuje del rotor máximo admisible $F_{t,max}$ se puede determinar a partir de tablas o curvas de consulta que han sido predeterminadas, por ejemplo, durante el diseño de la turbina eólica a partir de simulaciones y en función de, por ejemplo, la velocidad media del viento en ese momento, la variación de las cargas de las palas de la turbina y/o la variación de la aceleración del rotor.

El parámetro de variación A_{var} puede determinarse como la diferencia entre el valor en ese momento del parámetro de funcionamiento (es decir, el paso limitador de empuje en esta realización), y la suma del valor medio y una constante por la desviación típica de los parámetros de funcionamiento: $A_{var} = \theta_{min} - \theta_{min,avg} - k\theta_{min,std}$, donde k puede ser una constante predeterminada. El parámetro de variación de esta manera refleja un cambio brusco o abrupto del parámetro de funcionamiento que expresa si el ángulo de paso limitador de empuje se desvía o cambia significativamente respecto a los valores anteriores.

El parámetro de variación puede determinarse en una realización solo como una función de la desviación típica o el valor medio del paso limitador de empuje, o puede determinarse, por ejemplo, como la diferencia entre el cambio en el parámetro de funcionamiento en dos etapas de tiempo sucesivas y la desviación típica (opcionalmente por una constante).

En caso de que el parámetro de variación estimado repetidamente se haga mayor que el umbral de alerta, $A_{var} > T$, se inicia la estrategia de control modificada. La estrategia de control modificada puede comprender la adición de una contribución de paso $\Delta\theta$ (un parámetro de modificación) a la referencia de paso.

Como alternativa o adicionalmente, la estrategia de control modificada puede implicar la adición de una contribución de paso al paso limitador de empuje, que puede utilizarse como la referencia de paso resultante, en los casos en los que la referencia de paso determinada de otra manera está por debajo del paso limitador de empuje θ_{min} . Mediante esta modificación en el paso, las palas de la turbina se salen rápido del viento y, por lo tanto, se reduce eficazmente la fuerza de empuje efectiva sobre el rotor y, por lo tanto, sobre la torre.

Esta estrategia de modificación de solamente aumentar el paso limitador de empuje en las situaciones específicas de cambios grandes y repentinos en los parámetros de funcionamiento ha resultado ser ventajosa con respecto a otras estrategias que intentan aumentar la dinámica de la acción del limitador de empuje (por ejemplo mediante la aplicación de un compensador de avance en el ángulo de paso del limitador de empuje), ya que las interferencias en el paso limitador de empuje por el método propuesto se mantiene a un nivel relativamente bajo. Esto es particularmente ventajoso en condiciones de carga de viento turbulentas y durante situaciones de viento racheado donde el limitador de empuje es de gran actividad (es decir, la referencia de paso a menudo se modifica al límite mínimo de paso), ya que un aumento en las interferencias podría ocasionar de otro modo un aumento de las cargas de fatiga en sistema de paso, las palas y la torre. En comparación con esto, el método de control propuesto es ventajoso ya que no tiene influencia sobre el funcionamiento del limitador de empuje normal, pero añadirá dinámica a la limitación de empuje durante situaciones extremas.

El parámetro de modificación añadido al valor de la señal de control puede ser sintonizable, por ejemplo, en función de la velocidad del viento en ese momento, de tal manera que las palas puedan salir del viento más rápido a velocidades de viento mayores en las que los momentos de flexión de la torre de otro modo serían relativamente mayores que a menores velocidades del viento.

La figura 9 muestra una serie temporal con 901 y sin 902 el método de control implementado según lo anterior y durante una simulación de una ráfaga de viento. La velocidad del viento 101 como una función del tiempo t se muestra en la primera curva, cuya condición de carga de viento da como resultado la referencia de paso θ 500 (la señal de control) y los momentos de flexión de la parte inferior de la torre M 904 como se muestra en las dos curvas inferiores con (líneas con puntos 901) y sin (línea continua 902) aplicación de la estrategia de control modificada según la invención.

Como se ha descrito anteriormente, el método de control propuesto solo afecta a la(s) señal(es) activa(s) de control tales como la referencia de paso en las situaciones en las que se detecten cambios grandes y repentinos en el parámetro de funcionamiento, tal como el paso limitador de empuje o coeficiente de empuje. En la figura 9 se puede ver que el método de control propuesto de modificar el paso no está activo en el primer periodo de tiempo hasta aproximadamente $t \sim 12$ s, cuando la referencia de paso 500 para los dos métodos diferentes de control es igual. En el momento $t \sim 12$ s grandes variaciones en el paso limitador de empuje (no mostrado) provoca un cambio en el paso $\Delta\theta$ 903 (parámetro de modificación) que se añade a la referencia de paso determinada de otra forma. Esta modificación de la referencia de paso tiene como resultado momentos de flexión considerablemente más bajos del fondo de la torre, como puede verse en la curva más baja, a pesar de que solo está activa la estrategia de control modificada y la referencia de paso se modifica durante un periodo de tiempo muy corto de alrededor de $12 \text{ s} < t < 14$ s. Además, como puede verse en la curva que muestra el parámetro de modificación $\Delta\theta$ 903, el paso en esta realización está modificado por un parámetro sintonizable o variable, donde el paso se incrementa inicialmente en 6° y, posteriormente, en una cantidad exponencialmente decreciente en el siguiente período de tiempo de aproximadamente un segundo.

La figura 10 ilustra los mismos parámetros que en la figura 9 como resultado de una simulación del comportamiento de turbina eólica durante una serie de tiempo de turbulencia extrema con nivel significativo, pero constante, de las fluctuaciones del viento. Aunque las magnitudes de fluctuación del viento en esta prueba son considerables, las fluctuaciones no están fuera de lo común en la situación actual y por lo tanto no dan lugar a cambios repentinos o abruptos en el paso limitador de empuje que aquí se utiliza como parámetro de funcionamiento y, por lo tanto, la estrategia de control no se activa en ningún momento ($\Delta\theta = 0$). Esto ilustra cómo la estrategia propuesta es ventajosa al reaccionar únicamente en situaciones extraordinarias y no simplemente en las fluctuaciones.

El método de control según la invención se ilustra paso a paso en el diagrama de flujo en la figura 7 y aplicado a un parámetro de control de paso. Como antes, sin embargo, el principio es el mismo para otros parámetros controlables tales como para señales de control que comprenden la referencia de potencia, etc. En cada etapa de tiempo y para cada muestra, una nueva señal de control θ es recibida desde otro controlador o determinada localmente, 500. Del mismo modo, se recibe o se obtiene información sobre la potencia P del generador o rotor en ese momento y otros parámetros de la turbina eólica tales como la velocidad específica, la velocidad del viento V_{viento} , etc., 501. A partir de estos parámetros se determina a continuación el parámetro de funcionamiento actual, que como se ha discutido anteriormente es un parámetro que representa la carga en la turbina eólica, tal como por ejemplo el empuje F_t , el paso limitador de empuje θ_{min} , el coeficiente de potencia del rotor C_P , el coeficiente de par de torsión del rotor C_Q y/o el coeficiente de empuje C_T , 502. El parámetro de variación A_{var} que refleja una variación del parámetro de funcionamiento se determina entonces 504, por ejemplo, a partir de la desviación típica y/o la varianza o la media del parámetro, a partir de un algoritmo de recuento de flujo de la lluvia, por filtración, o por medidas de procesamiento de datos similares que reflejan la fluctuación del parámetro con el tiempo. El parámetro de variación también puede determinarse, como alternativa o adicionalmente, como una función de otros parámetros relevantes en ese momento, tales como el ángulo de paso de corriente, la velocidad del viento, la velocidad del tren de accionamiento $V_{\text{accionamiento}}$, las cargas de la pala, la aceleración de la torre a_{cc} , etc., 505. En caso de que el parámetro de variación A_{var} no exceda el umbral de alerta T (que puede ser una constante predefinida o una función de las condiciones de funcionamiento en ese momento, tales como la velocidad del viento en ese momento) la turbina eólica se controla según la señal de control θ 500 sin ninguna intervención 510.

5 Si, por otra parte, el parámetro de variación A_{var} supera el umbral de alerta T , la presente estrategia de control es rechazada y la turbina eólica se controla según una estrategia de control modificada, 520. La estrategia de control modificada puede implicar, como se ha mencionado anteriormente, por ejemplo, detener la turbina eólica, frenar la turbina eólica, o continuar controlando la turbina eólica según lo anterior o una señal de control incluso más temprana. La estrategia de control modificada puede asimismo comprender incrementar el paso limitador de empuje θ_{min} y/o la referencia de paso θ , 500 una cierta cantidad $\Delta\theta$.

10 El método de control puede implicar almacenar la información sobre el parámetro de funcionamiento, tal como los coeficientes de potencia del rotor y/o coeficientes de empuje opcionalmente junto con información sobre las señales de control asociadas en una historia de control. Por lo tanto, existe la posibilidad de dejar que el parámetro de variación A_{var} sea una función más compleja de los parámetros de funcionamiento y las señales de control de la historia de control, como función de, por ejemplo, las segundas derivadas o superiores de los parámetros.

15 Aunque se han descrito realizaciones preferidas de la invención, se debe entender que la invención no es tan limitada y que pueden hacerse modificaciones sin apartarse de la invención. El alcance de la invención se define por las reivindicaciones adjuntas y se entiende que abarca todos los dispositivos que caigan dentro del significado de las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un método para controlar una turbina eólica que tiene un rotor con palas de turbina eólica orientables y un generador para producir energía, comprendiendo el método las etapas de:
- 5 determinar una señal de control para un parámetro controlable de la turbina eólica;
- 10 estimar a intervalos de tiempo al menos un parámetro de funcionamiento que represente una carga en la turbina eólica ejercida por el viento, donde la etapa de estimar el parámetro de funcionamiento comprende estimar al menos uno de un coeficiente de potencia del rotor, un coeficiente de par de torsión, un coeficiente de empuje de la turbina eólica y/o un ángulo de paso limitador de empuje, y donde el ángulo de paso limitador de empuje comprende el ángulo de paso mínimo para mantener el empuje sobre la turbina eólica para que sea igual o esté por debajo de un nivel máximo admisible de empuje;
- 15 determinar un parámetro de variación que refleje una variación de dicho parámetro de funcionamiento a lo largo del tiempo;
- 15 controlar la turbina eólica según la señal de control solo si el parámetro de variación es inferior a un umbral de alerta; y
- controlar la turbina eólica según una estrategia de control modificada si el parámetro de variación es superior al umbral de alerta.
- 20 2. Un método de control según la reivindicación 1, en el que la estrategia de control modificada comprende al menos uno de detener, deshabilitar la turbina eólica y añadir un parámetro de modificación al valor de la señal de control.
- 25 3. Un método de control según la reivindicación 2, en el que la señal de control comprende una señal de referencia de paso para controlar el cabeceo de las palas de la turbina eólica, y la estrategia de control modificada comprende el aumento del valor de la señal de referencia de paso.
- 30 4. Un método de control según la reivindicación 2 o 3, en el que el parámetro de modificación es una constante predeterminada.
- 30 5. Un método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicho al menos un parámetro de funcionamiento se determina a partir de al menos uno de una velocidad del rotor, una velocidad del generador de la turbina eólica y la velocidad del viento.
- 35 6. Un método de control según la reivindicación 1, en el que dicho al menos uno del coeficiente de potencia del rotor, el coeficiente de par de torsión y el coeficiente de empuje se determina a partir de un ángulo de paso de uno o más de las palas de turbina eólica.
- 40 7. Un método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el parámetro de variación se determina como una función de la diferencia entre un parámetro de funcionamiento filtrado de paso bajo rápido y uno lento.
- 45 8. Un método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el parámetro de variación se determina como una función de al menos uno del valor medio y la desviación típica del parámetro de funcionamiento.
- 50 9. Un método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el parámetro de variación se determina como una función de un ángulo de paso de una o más de las palas de la turbina eólica, de la aceleración de la torre de la turbina eólica y/o de la velocidad del tren de accionamiento de la turbina eólica.
- 50 10. Un método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el umbral de alerta es una constante predefinida.
- 55 11. Un método de control según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el umbral de alerta es una función de la velocidad del viento.
- 60 12. Un sistema de control para una turbina eólica que tiene un rotor con palas de turbina eólica orientables y un generador para la producción de energía, estando el sistema de control configurado para realizar las etapas de:
- 60 determinar una señal de control para un parámetro controlable de la turbina eólica;
- 65 estimar a intervalos de tiempo al menos un parámetro de funcionamiento que represente una carga en la turbina eólica ejercida por el viento, donde la etapa de estimar el parámetro de funcionamiento comprende estimar al menos uno de un coeficiente de potencia del rotor, un coeficiente de par de torsión, un coeficiente de empuje de la turbina eólica y/o un ángulo de paso limitador de empuje, y donde el ángulo de paso limitador de empuje comprende el ángulo de paso mínimo para mantener el empuje sobre la turbina eólica para que sea igual o esté por debajo de un nivel máximo admisible de empuje;
- 65 determinar un parámetro de variación que refleje una variación de dicho parámetro de funcionamiento a lo largo

del tiempo;

controlar la turbina eólica según la señal de control solo si el parámetro de variación es inferior a un umbral de alerta; y

5 controlar la turbina eólica según una estrategia de control modificada si el parámetro de variación es superior al umbral de alerta.

10 13. Una turbina eólica que tiene un rotor con palas de turbina eólica orientables y un generador para producir energía y que comprende una unidad de medición colocada en relación con el rotor para medir a intervalos de tiempo al menos un parámetro de funcionamiento que representa una carga en el rotor de la turbina eólica ejercida por el viento, comprendiendo la turbina eólica además un sistema de control según la reivindicación 12 que comprende un controlador para determinar una señal de control para un parámetro controlable de la turbina eólica, un procesador para determinar dicho al menos un parámetro de funcionamiento medido por la unidad de medición, y para determinar un parámetro de variación que refleje una variación de dicho parámetro de funcionamiento a lo largo del tiempo, y donde el controlador está configurado además para controlar la turbina eólica según la señal de control solo si el parámetro de variación es inferior a un umbral de alerta, y según una estrategia de control modificada si el parámetro de variación es superior al umbral de alerta.

15

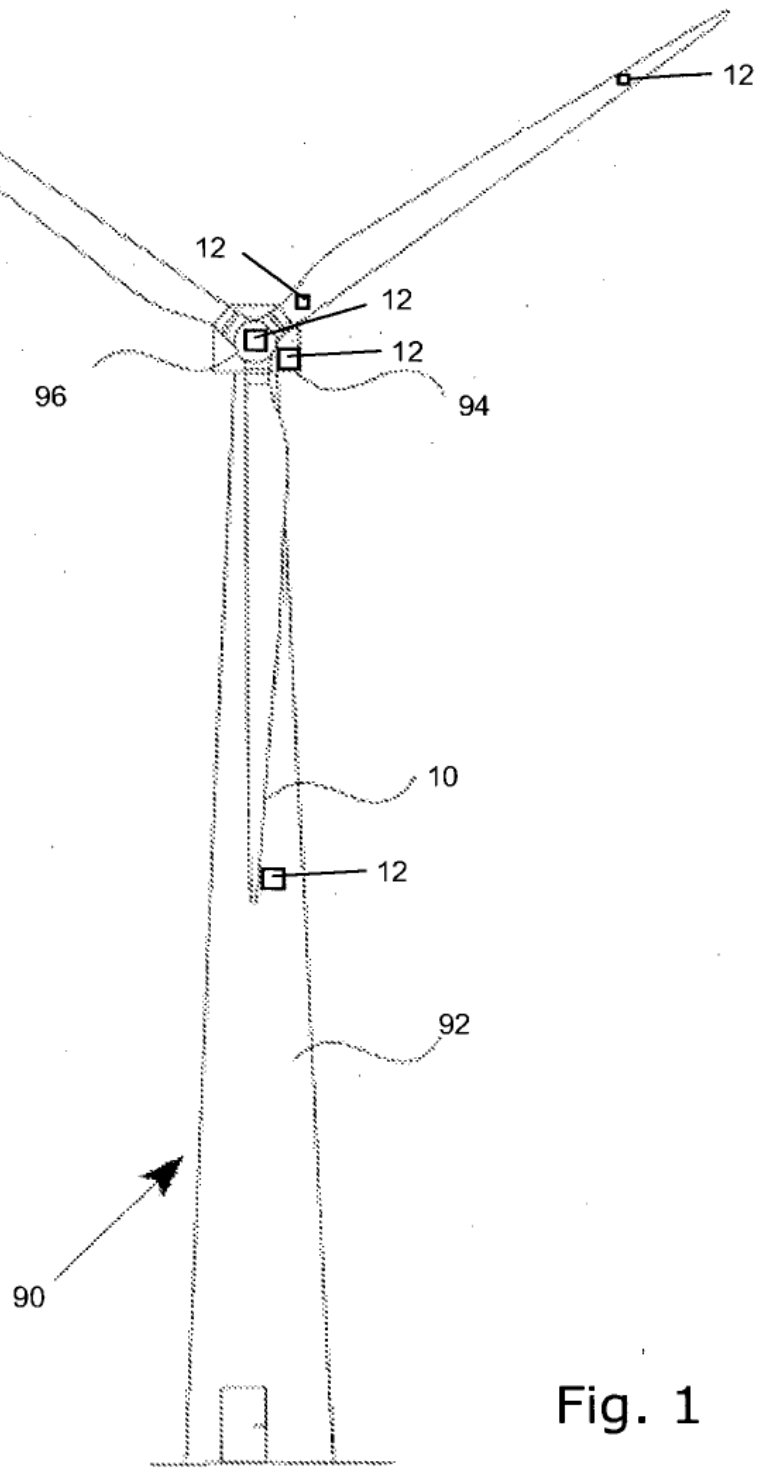


Fig. 1

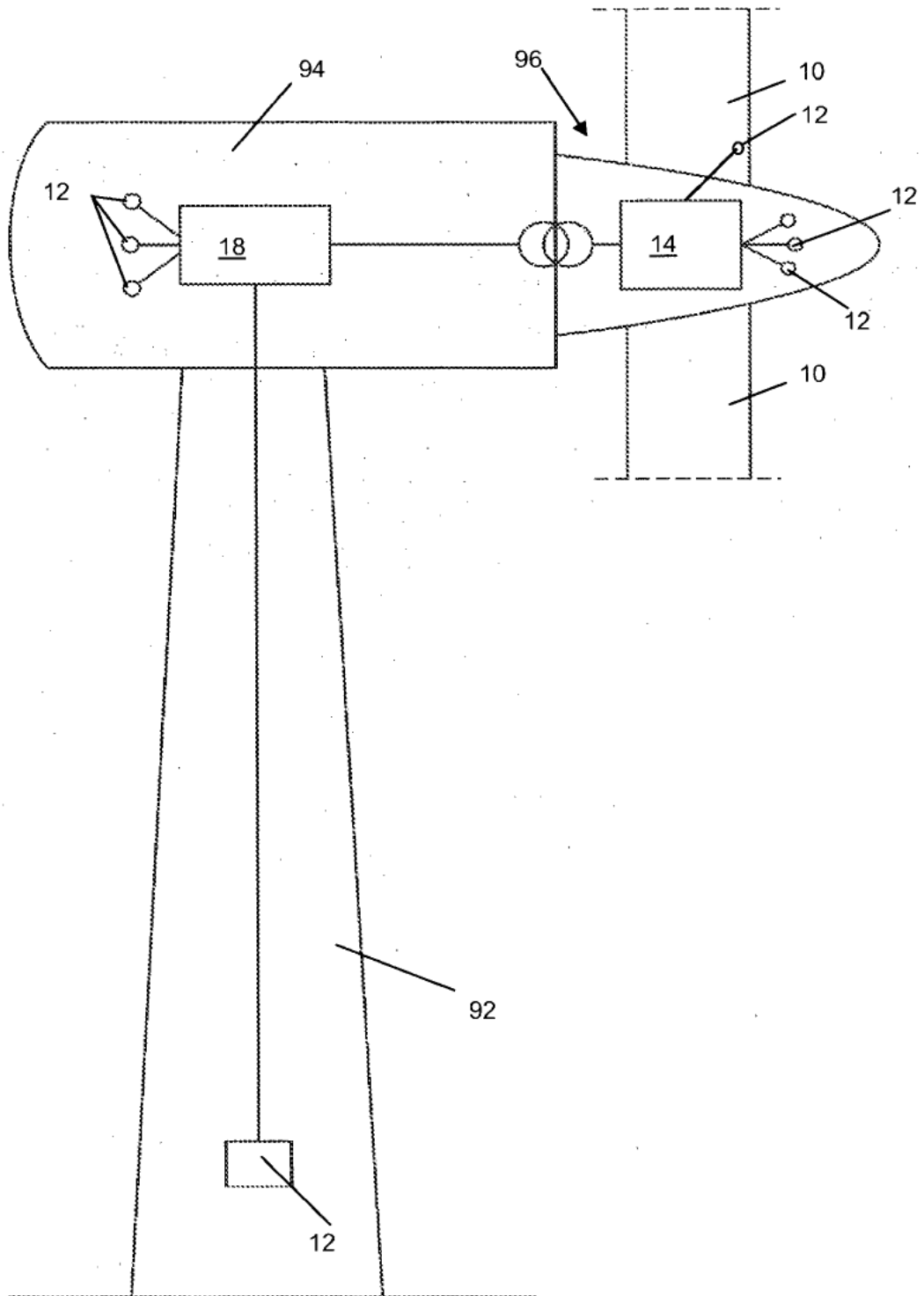


Fig. 2

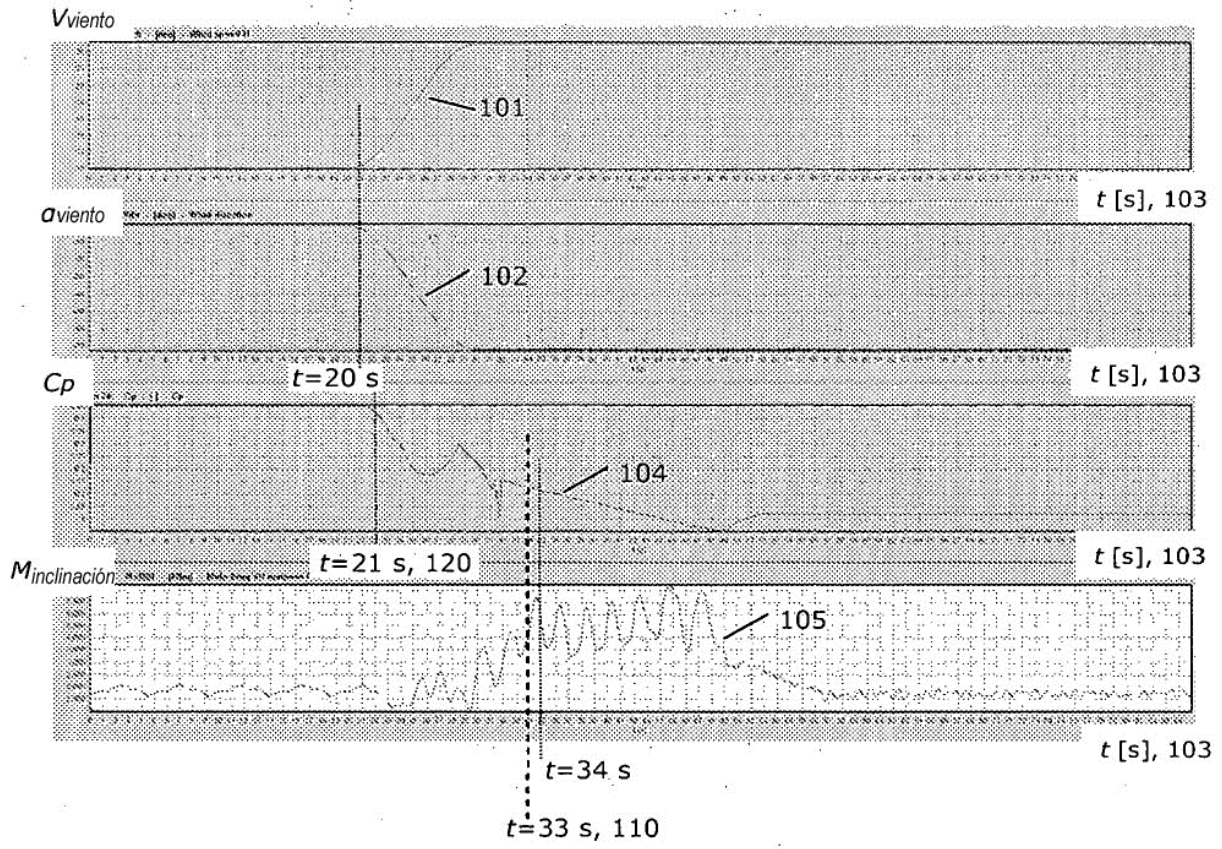


Fig. 3

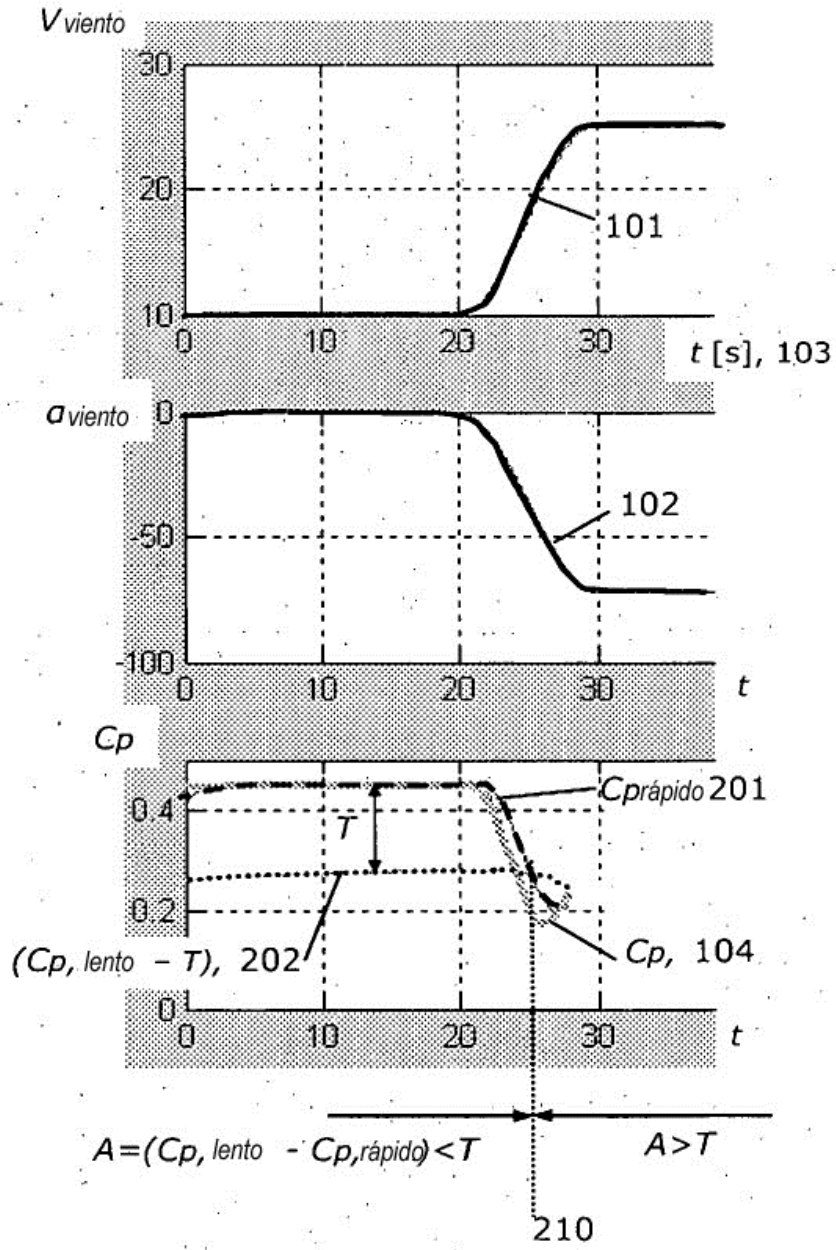


Fig. 4

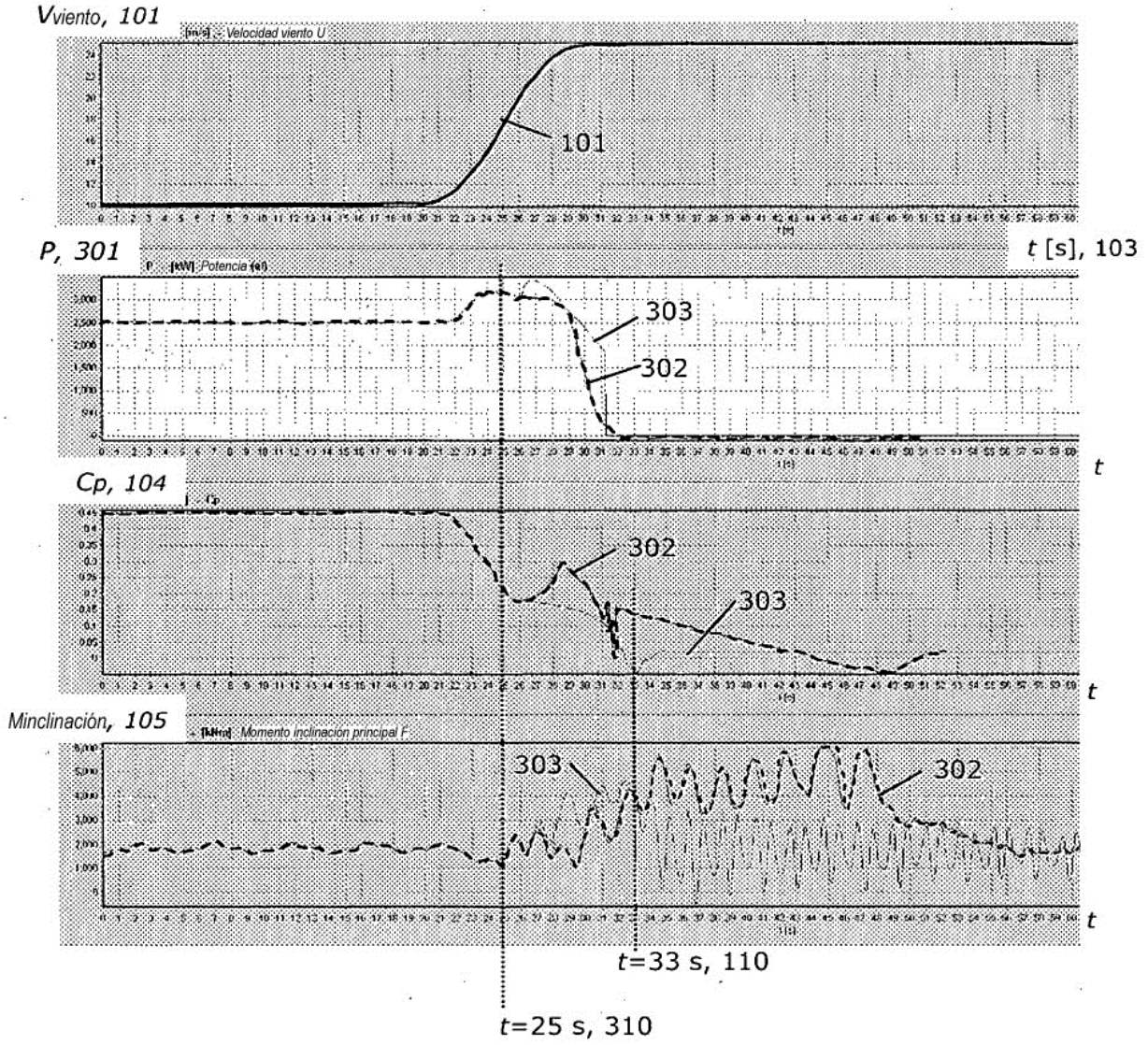


Fig. 5

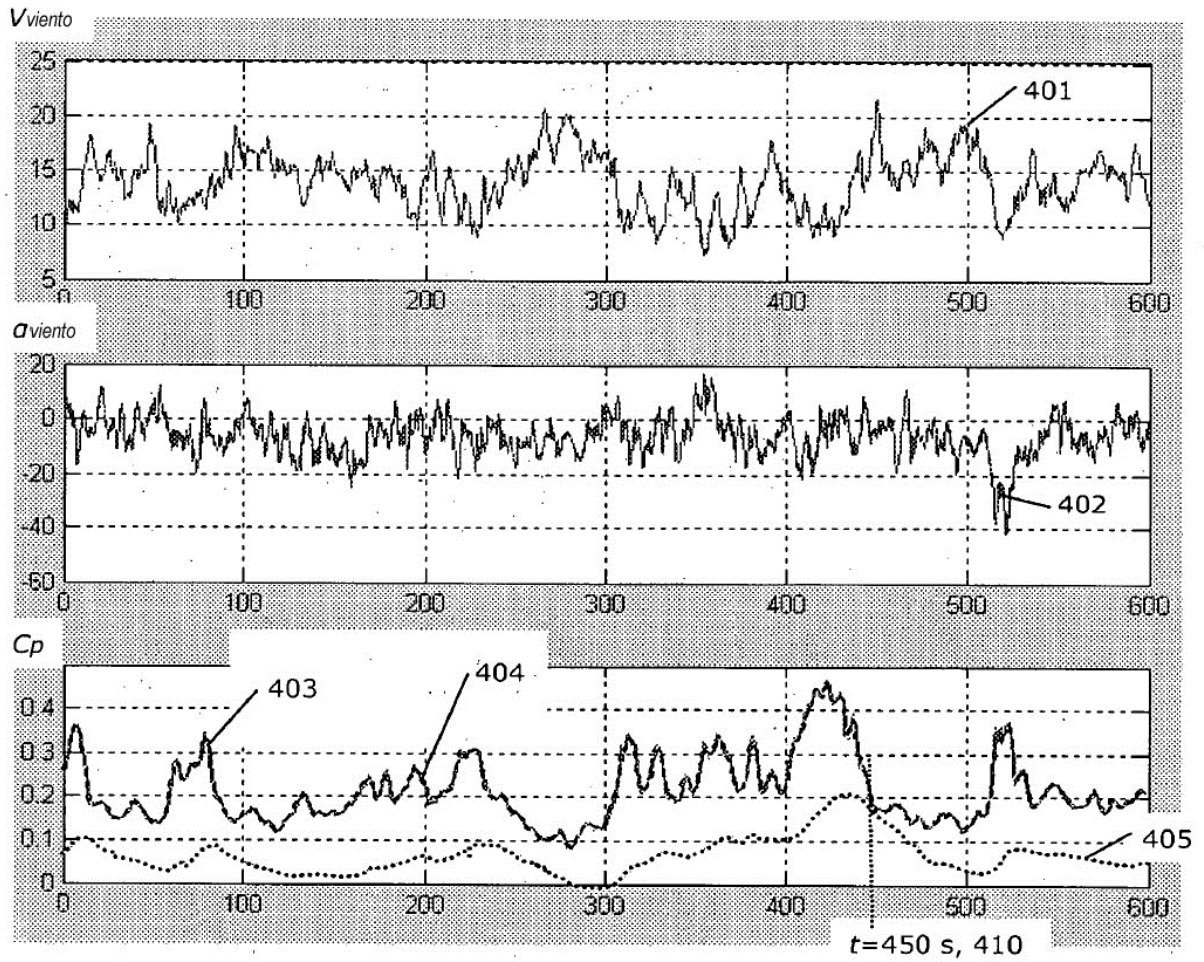


Fig. 6

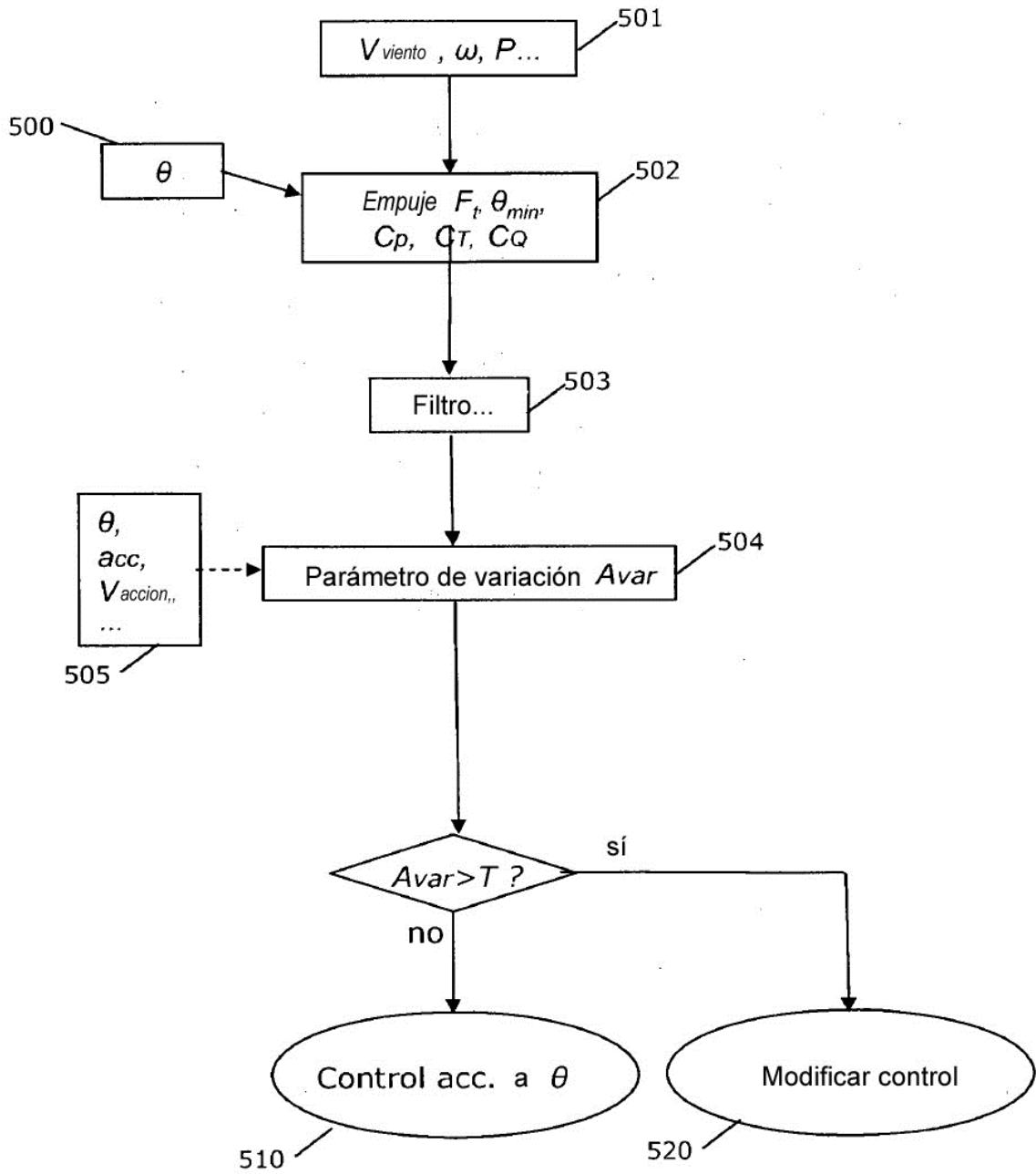


Fig. 7

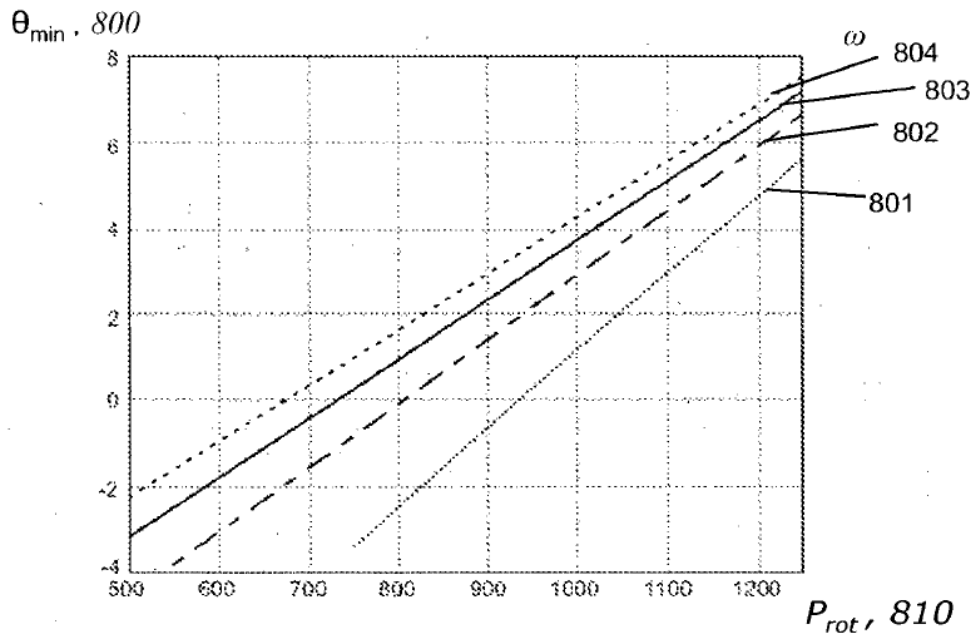


Fig. 8

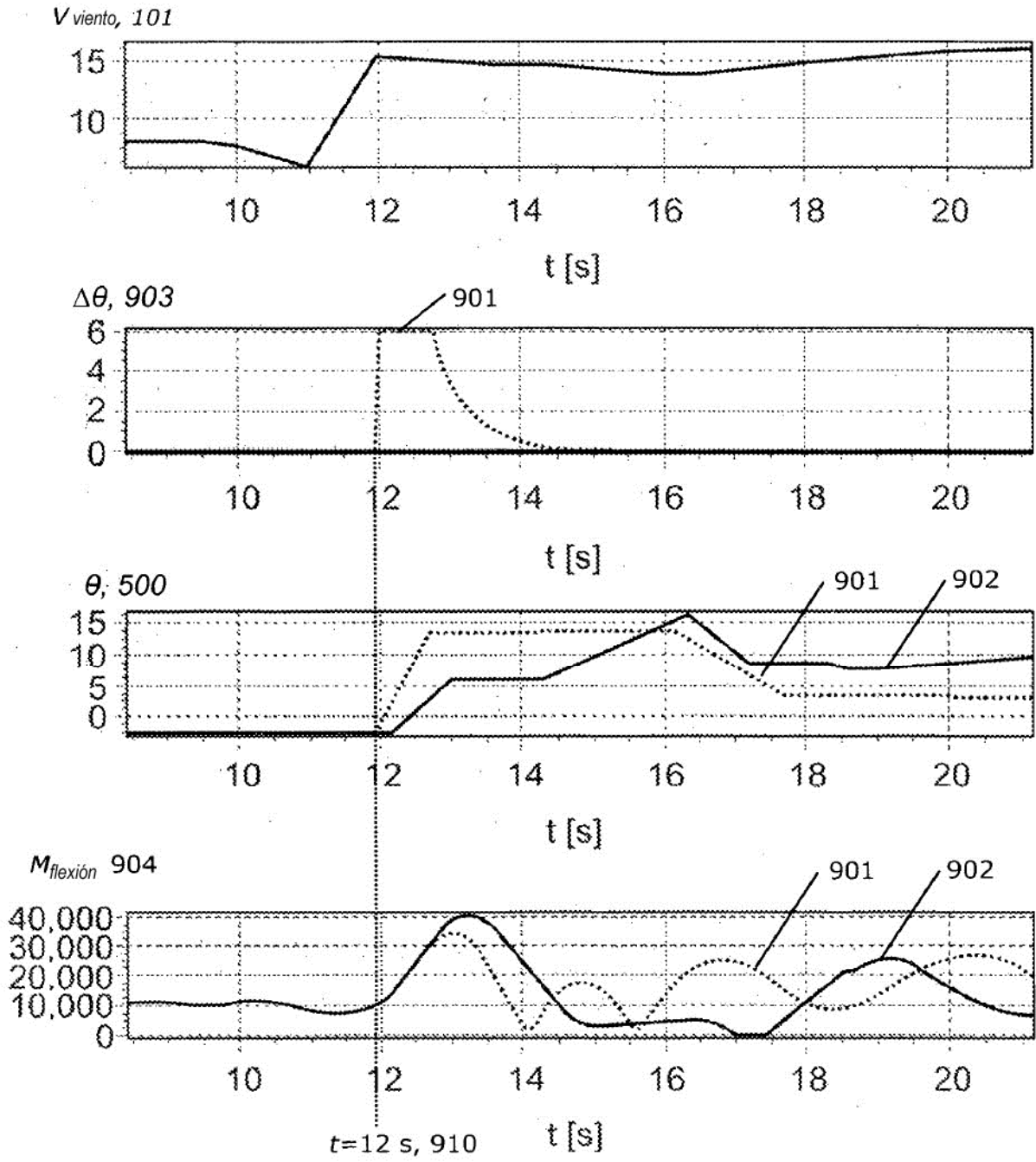


Fig. 9

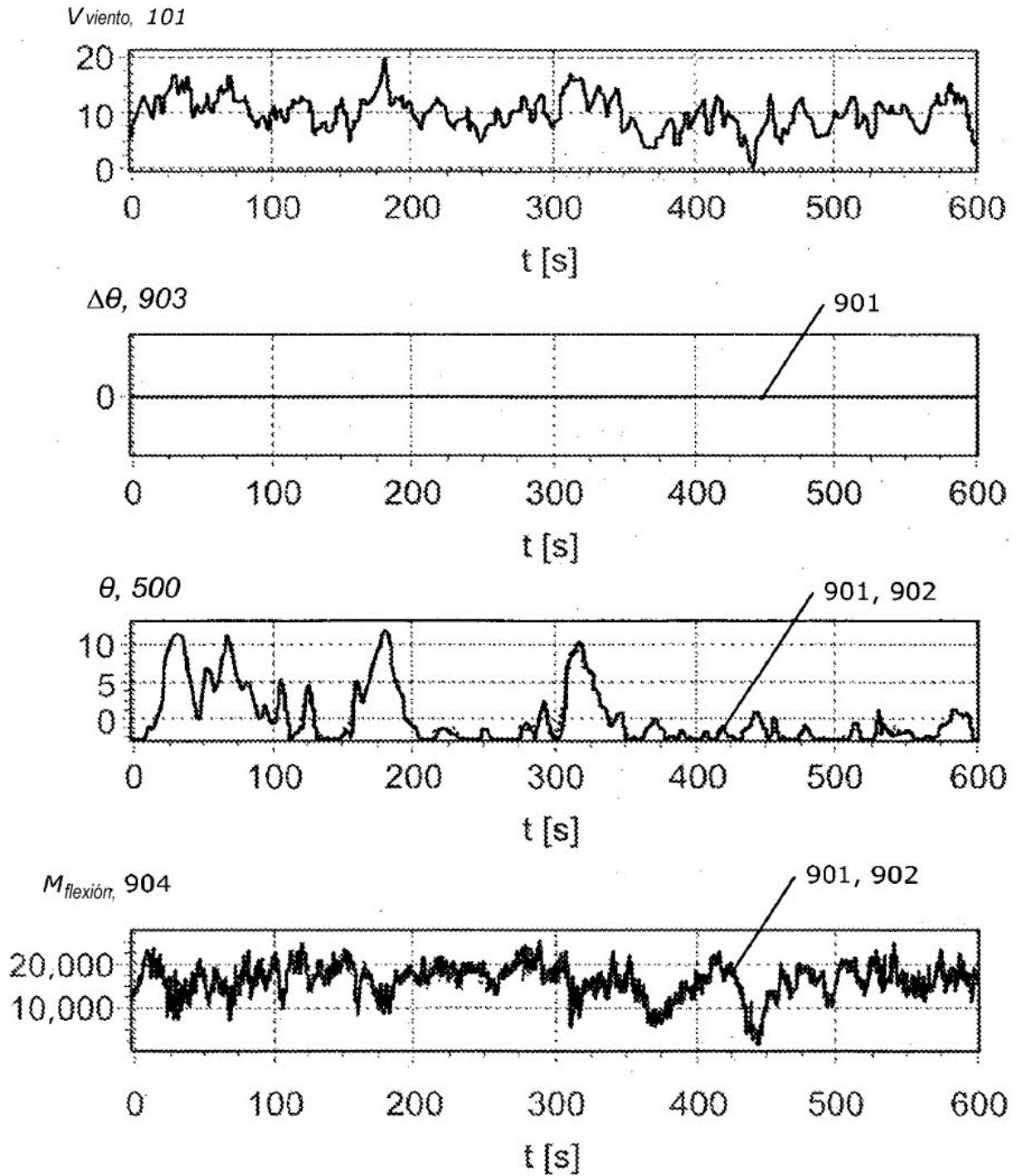


Fig. 10