

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 628 058**

51 Int. Cl.:

F03D 7/00 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA MODIFICADA
TRAS OPOSICIÓN

T5

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.02.2008 E 08101196 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea modificada tras oposición: **28.10.2020 EP 1959130**

54 Título: **Procedimiento de optimización de la operación de una turbina eólica**

30 Prioridad:

02.02.2007 US 670453

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

23.09.2021

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**ORMEL, FRANK T.;
HOFFMANN, TILL;
KOOIJMAN, HENK-JAN;
RIESBERG, ANDRE y
WESSELINK, JEAN LOUIS**

74 Agente/Representante:

GONZÁLEZ PECES, Gustavo Adolfo

ES 2 628 058 T5

DESCRIPCIÓN

Procedimiento de optimización de la operación de una turbina eólica

La presente invención se refiere al campo de la ingeniería de control, en particular para controlar la operación de una turbina eólica. Además, la invención se refiere a turbinas eólicas que tienen un sistema de control.

5 El rendimiento de una turbina eólica depende de muchos factores que se pueden dividir principalmente en tres clases diferentes: condiciones ambientales, propiedades inherentes de la turbina y propiedades controlables de la turbina. Además, muchos de estos factores son interdependientes, pero la relación entre ellos es incierta o desconocida. Dado que únicamente las propiedades controlables de la turbina, por ejemplo, el paso de pala, la velocidad del rotor, la guiñada o similares, pueden ser influenciados activamente por el controlador de la turbina,
10 modelos teóricos de turbina han sido desarrollados para predecir la respuesta de la turbina y/o el rendimiento de la turbina para una variedad de condiciones ambientales, propiedades inherentes de la turbina y la configuración del controlador respectivo. Véase, por ejemplo, los documentos DE 199 34 415 y DE 196 28 073.

Sin embargo, la base para tales modelos teóricos es incierta. Por ejemplo, pueden producirse errores o daños ocultos en el proceso de fabricación, durante el transporte y la instalación o en la calibración de los puntos de referencia del sensor y controlador. Además, las propiedades inherentes de la turbina pueden cambiar con el tiempo, por ejemplo, por degradación de la superficie de la pala, aflojamiento de juntas o similares. Además, con el uso de modelos teóricos existe una necesidad fundamental de tener información fiable sobre las condiciones ambientales verdaderas como la velocidad del viento, la dirección del viento, la densidad del aire o similares. Sin embargo, los datos de condiciones ambientales medidos por sensores pueden tener errores sistemáticos debidos a la posición del sensor en la turbina (por ejemplo, dentro de la corriente retrógrada), a la deriva del sensor, a la fabricación defectuosa o a otras razones. Finalmente, los modelos teóricos se basan en varias suposiciones y, además, tienen que hacer aproximaciones para proporcionar una implementación práctica del modelo. De esta manera, el modelo teórico en sí mismo, así como los datos de entrada para el modelo se desvían de las condiciones reales en una turbina específica en un emplazamiento específico. Como resultado, el control de la turbina no es óptimo.

25 A la vista de lo anterior, se proporciona un procedimiento de optimización de la operación de una turbina eólica como se define en la reivindicación 1 adjunta.

El procedimiento descrito anteriormente establece una relación basada en los valores medidos de la respuesta de la turbina eólica con respecto a una configuración del controlador ajustado activamente para condiciones ambientales específicas. Por lo tanto, el controlador está optimizado para una turbina específica que tiene propiedades inherentes específicas y que está instalada en un emplazamiento específico durante las condiciones ambientales específicas. Por consiguiente, las desviaciones en las configuraciones del controlador lejos de su óptimo que son causadas por variaciones o errores en cálculos, fabricación, instalación y operación pueden ser corregidas con el procedimiento anterior. Además, el conocimiento de las condiciones ambientales verdaderas ya no es necesario, ya que el procedimiento anterior establece una relación consistente entre las señales medidas y la configuración del controlador.

Otros aspectos, ventajas y características de la presente invención son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes, la descripción y los dibujos adjuntos.

Según otra realización de la invención, una turbina eólica como se define en la reivindicación 8 adjunta está proporcionada también.

40 En los dibujos:

La figura 1 muestra una turbina eólica según la presente divulgación.

La figura 2 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento según la presente divulgación.

La figura 3 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento según la presente divulgación.

45 La figura 4 muestra un diagrama de una relación medida entre el paso y la potencia de salida según una realización de la presente invención.

La figura 5 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento según la presente divulgación.

La figura 6 muestra un diagrama que explica la definición de subespacios según el procedimiento mostrado en la figura 5.

50 A continuación se hará referencia en detalle a las diversas realizaciones de la invención, de las que se ilustran uno o más ejemplos en las figuras. Cada ejemplo está proporcionado a modo de explicación de la invención, y no se entiende como limitación de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de una realización se pueden utilizar en otras realizaciones o en conjunción con las mismas para obtener incluso una realización adicional. Se pretende que la presente invención incluya tales modificaciones y variaciones.

La figura 1 muestra una turbina eólica según una realización de la presente invención. En la misma, la turbina 100 eólica incluye una torre 110 en la parte superior de la cual está montada una góndola 120. Un cubo 130 de rotor está montado en un lado de extremo lateral de la góndola 120 y las palas 140 de rotor están fijadas al cubo 130. Durante la operación de la turbina eólica, las palas 130 de rotor captan la energía eólica y el cubo 130 de accionamiento para girar alrededor de un eje de rotación sustancialmente horizontal. La rotación del cubo 130 se transfiere sobre un árbol 150 para accionar un generador 160 eléctrico. De esta manera, la energía eléctrica se produce a partir de la energía eólica y se puede suministrar a una rejilla eléctrica.

La turbina eólica incluye un controlador 200 para controlar la operación de la turbina. El controlador 200 está adaptado para ajustar una serie de propiedades controlables de la turbina. Por ejemplo, el controlador 200 está conectado a un accionamiento 145 de paso de manera que el ángulo de paso de las palas 140 de rotor puede ser ajustado por el controlador 200. Además, el controlador 200 está conectado al generador 160 de manera que los parámetros eléctricos del generador 160 sean controlados por el controlador 200. Como se podrá entender por los expertos en la técnica éstos son únicamente ejemplos de las muchas variables de control que pueden ser controladas por el controlador 200. Otras variables de control habituales controladas por el controlador 200 incluyen el ángulo de guiñada y la velocidad del rotor.

Además, la turbina eólica incluye un sensor 300 para medir la potencia de salida del generador 160, por ejemplo, midiendo la tensión y/o la corriente. Además, la turbina 100 eólica incluye un anemómetro 400 que está adaptado para medir la velocidad del viento y, opcionalmente, la dirección del viento como variables de condiciones ambientales. El anemómetro 400 incluye una interfaz 405 de datos adaptada para convertir las mediciones del anemómetro 400 en un formato de datos adecuado. Los datos capturados por los sensores 300, 400 se proporcionan al controlador 200 que utiliza los datos medidos para el control de la turbina. Como se podrá entender por los expertos en la técnica estos son únicamente ejemplos para las muchas variables de condiciones ambientales y las variables de respuesta de la turbina que pueden ser medidas por estos y/o sensores adicionales. En particular, las variables de condiciones ambientales pueden incluir el emplazamiento de la turbina, la velocidad del viento, la dirección del viento, la fecha, la hora del día, el periodo del año, la densidad del aire, la temperatura, la turbulencia del aire, la presión del aire y las condiciones de lluvia. Además, las variables de respuesta pueden incluir salida de potencia, cargas mecánicas, cargas aerodinámicas, vibraciones de turbina y emisión de ruido.

El controlador 200 está adaptado para llevar a cabo un procedimiento de optimización según una realización de la presente invención. Las diversas realizaciones de procedimientos que podrían implementarse en el controlador 200 ahora se describirán más adelante con referencia a las figuras 2 a 6.

La figura 2 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento según la presente divulgación. En la misma, después del inicio del procedimiento de optimización en la etapa 201, al menos un parámetro de control de una turbina eólica está ajustado a un valor de inicio predeterminado en la etapa 202.

A continuación, en la etapa 203 se miden al menos una variable de respuesta de la turbina eólica y al menos una variable adicional indicativa de una condición ambiental. En este contexto, debe entenderse que los parámetros de control pueden incluir al menos uno de los siguientes: el paso de pala, la velocidad del rotor, y un parámetro de control de generador eléctrico, las variables de respuesta pueden incluir al menos uno de los siguientes: la salida de potencia, las cargas mecánicas, cargas aerodinámicas, las vibraciones de turbina, la emisión de ruido y las variables de condiciones ambientales pueden incluir al menos uno de los siguientes: la velocidad del viento, la dirección del viento, la densidad del aire, la temperatura, la turbulencia del aire, la presión del aire y la lluvia. Habitualmente, la medición se realiza como una medición a corto plazo de manera que las condiciones ambientales de la turbina eólica sean sustancialmente constantes durante la medición. En particular, la duración de la medición habitual varía de 1 a 10 segundos, más habitualmente de 1 a 5 segundos o incluso solo 1 segundo. Debido a la medición a corto plazo, la influencia de variaciones en las condiciones ambientales sobre la variable de respuesta puede ser ampliamente excluida. Por consiguiente, se puede determinar una relación consistente entre los parámetros del controlador ajustados de manera activa y las variables de respuesta medidas. Desde luego, todavía se necesita medir las condiciones ambientales para confirmar que los cambios de las mismas durante el periodo de medición pueden ser descuidados. Como se muestra en la figura 2, la medición se repite para el mismo ajuste de parámetro de control una o más veces. De esta manera, se forma una base de datos suficiente para el análisis estadístico de los datos de medición. Por ejemplo, se puede mantener un ajuste de controlador específico durante un periodo de medición de aproximadamente 5 minutos mientras se realizan mediciones a corto plazo de 2 segundos de duración. De esta manera, se recogen 150 puntos de datos dentro del periodo de medición de 5 minutos.

En la etapa 204 siguiente, se comprueba la frecuencia con la que se han realizado las mediciones descritas anteriormente. Habitualmente, se predeterminan N valores diferentes del parámetro de control para los cuales deben realizarse las mediciones, en las que N es un número entero positivo. Si ha habido menos de las N mediciones programadas, el al menos un parámetro de control se cambia a su siguiente valor en la etapa 205 y la medición se realiza en la etapa 203 con el nuevo ajuste de controlador, es decir, para el nuevo valor del parámetro de control. Por ejemplo, las mediciones pueden realizarse para 12 valores diferentes del parámetro de control de manera que, en el ejemplo anterior, se recogen 1800 puntos de datos en 1 hora, representando cada punto de datos una medida de 2 segundos para un ajuste de controlador determinado. Como otra característica opcional, todo el ciclo de medición puede repetirse una o más veces, es decir, las etapas 202 a 205 pueden realizarse de nuevo después de

que se haya determinado la finalización de un ciclo de medición en la etapa 204. Por ejemplo, pueden programarse 5 ciclos completos en el ejemplo anterior de manera que se recojan 9000 puntos de datos dentro de una medición de 5 horas. De esta manera, se puede obtener una base de datos suficiente para el análisis siguiente.

5 A continuación, en la etapa 206 se determina una relación medida entre el al menos un parámetro de control y la al menos una variable de respuesta. Habitualmente, la etapa 206 incluye el cálculo de los residuos de la variable de respuesta con respecto a una curva o función de respuesta predeterminada. Cuando el presente procedimiento se aplica primero en una turbina específica, la función de respuesta predeterminada es una función de respuesta teórica y/o empíricamente predeterminada que se ha implementado en el controlador de turbina. Sin embargo, más adelante las relaciones medidas obtenidas mediante el presente procedimiento pueden utilizarse como curvas de respuesta predeterminadas. De esta manera, se pueden verificar las relaciones obtenidas o se pueden detectar cambios en el comportamiento de la turbina. Habitualmente, los valores de parámetros de control, los datos de residuos y los datos de condiciones ambientales se almacenan para obtener la relación medida entre las diversas variables. Dado que las relaciones entre los parámetros de control y las variables de respuesta están determinadas a partir de los valores medidos, ya no es necesario que los datos registrados representen las condiciones verdaderas, siempre y cuando mantengan una relación coherente como tal. Por lo tanto, un valor óptimo para el parámetro de controlador obtenido a partir de la relación medida es un valor óptimo "verdadero" aunque puede no ser óptimo en el modelo de turbina teórico. Además, el valor óptimo "verdadero" determinado por las realizaciones descritas puede variar con el tiempo cuando cambian las condiciones ambientales, por ejemplo, desde el verano hasta el invierno, o cuando cambian las propiedades inherentes de la turbina, por ejemplo, la degradación de las superficies de las palas del rotor. Por consiguiente, un ajuste óptimo del controlador determinado mediante un procedimiento según una de las realizaciones se optimizará siempre con respecto a las condiciones específicas de la turbina específica en la que se lleva a cabo el procedimiento de optimización.

Finalmente, en la etapa 207 el punto de referencia de el al menos un parámetro de control se ajusta al valor óptimo previamente determinado. De esta manera, la operación de la turbina eólica se optimiza, ya que el controlador puede controlar la turbina según sus propiedades inherentes específicas y condiciones ambientales.

Resumiendo lo que se ha mencionado anteriormente, las realizaciones según la presente invención utilizan variaciones sistemáticas en una variable de respuesta mediante cambios controlados de ciertos parámetros de control. Los resultados de estos cambios controlados se miden durante períodos cortos de tiempo para excluir la influencia de factores externos. El análisis de los datos medidos capturados durante las mediciones de corto tiempo revela una relación medida entre los parámetros de control y las variables de respuesta. Un valor óptimo para el punto de referencia del parámetro de control puede obtenerse a partir de la relación medida, siendo el punto de referencia óptimo para esa turbina específica que tiene propiedades de la turbina específicas y condiciones ambientales específicas. Si alguna de estas condiciones cambia de manera que se encuentre fuera de ciertos límites, el procedimiento de optimización puede repetirse. Además, el proceso de optimización se programa a intervalos regulares para verificar que el ajuste del controlador sigue siendo óptimo.

Además, como se podrá entender por los expertos en la técnica, el procedimiento descrito anteriormente se puede emplear para establecer una relación entre un único parámetro de control y una única variable de respuesta, pero también para dos o más parámetros de control y una única variable de respuesta. De esta manera, las influencias mutuas entre parámetros de control pueden determinarse y entenderse. Asimismo, es posible optimizar el control de la turbina no solo con respecto a una variable de respuesta (por ejemplo, salida de potencia) sino, simultáneamente, con respecto a una variable de respuesta adicional (por ejemplo, carga mecánica). Además, los cambios en las condiciones ambientales (por ejemplo, temperatura, presión, lluvia, etc.) pueden tenerse en cuenta en el análisis.

La figura 3 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento según la presente divulgación. En la misma, el procedimiento descrito anteriormente se aplica a un ejemplo particular. El objetivo de la optimización consiste en optimizar el ajuste del controlador de paso de pala para la salida de potencia máxima en condiciones de carga parcial, es decir, durante una velocidad de viento baja (etapa 301). En una primera etapa 302, el procedimiento de optimización se inicia en un día con velocidad del viento que varía entre 7 y 12 m/s, es decir, en un día que tiene condiciones ambientales suficientes. A continuación, el paso, la potencia y la velocidad del viento se seleccionan como datos relevantes y la duración del periodo de medición se ajusta en 1 segundo (etapa 303). En la siguiente etapa 304, el paso de la pala para las tres palas se ajusta al paso de referencia menos 2 grados y se recogen los datos de la velocidad de la potencia y del viento. Este ajuste se mantiene durante 3 minutos de manera que se recojan $3 \times 60 = 180$ puntos de datos de mediciones de 1 segundo. Después, el controlador aumenta el paso en 0,4 grados y repite el ciclo de medición de 3 minutos para obtener otros 180 puntos de datos para el nuevo valor de paso. Esto se vuelve a repetir con un aumento de 0,4 grados para el paso hasta que se alcanza el punto final superior del paso de referencia más 2 grados. De esta manera, se recogen un total de $3 \times 60 \times 11 = 1980$ puntos de datos de mediciones de 1 segundo en 33 minutos. Una vez terminado, el ciclo de medición se repite durante las próximas seis horas aproximadamente. Dado que el ciclo de medición se puede completar dos veces en casi una hora, se obtiene un total de $3 \times 60 \times 11 \times 2 = 3960$ puntos de datos de mediciones de 1 segundo en una tarde. A continuación, los datos se analizan calculando los residuos de los valores de potencia medidos con respecto a los valores de potencia esperados (etapa 306). Dado que el análisis se basa en un gran número de mediciones a corto plazo, los resultados son en gran medida independientes de la velocidad real del viento. Finalmente, se obtiene una relación medida entre el paso de pala y la salida de potencia a carga parcial (etapa 307) para encontrar un valor de

paso óptimo para el punto de referencia del controlador. La relación se establece trazando los residuos de potencia almacenados contra los valores de paso almacenados. El resultado se muestra en la figura 4. En la misma, se puede ver que el valor óptimo antiguo, es decir, el punto de referencia real del controlador para el paso de referencia a 0°, era insuficiente. En cambio, un nuevo valor óptimo se determina a 0,8° grados. Por consiguiente, el punto de referencia del controlador aumenta en 0,8° grados para obtener un mejor rendimiento de la turbina en condiciones de carga parcial. Como se podrá entender por los expertos en la técnica el procedimiento anterior se basa únicamente en la relación medida entre el paso y la potencia de salida. Por lo tanto, incluso si el ángulo de paso real de las palas del rotor se desvía de su valor deseado, por ejemplo, debido a un sensor defectuoso, se determina el valor del punto de referencia del controlador óptimo. Por lo tanto, el presente procedimiento supera las deficiencias de las estrategias de control basadas en modelos de turbina teóricos.

La figura 5 muestra un diagrama de flujo de un procedimiento según la presente divulgación. El procedimiento según la presente realización se basa en lo siguiente. Una turbina eólica puede entenderse como un sistema complejo que responde de una manera específica a una entrada específica. La respuesta de la turbina eólica puede describirse mediante varias variables de rendimiento P_i , $1 \leq i \leq N$, que pueden incluir la salida de potencia, las cargas mecánicas, las cargas aerodinámicas, las vibraciones de turbina o la emisión de ruido. El rendimiento de la turbina se rige por las condiciones ambientales de la turbina Z_j , $1 \leq j \leq M$, que pueden incluir el emplazamiento de la turbina, la velocidad del viento, la dirección del viento, la fecha, la hora del día, el periodo del año, la densidad del aire, la temperatura, la turbulencia del aire, la presión del aire y las condiciones de lluvia mediante los parámetros de control Y_k , $1 \leq k \leq L$, que pueden incluir el paso de pala, el ángulo de guiñada, la velocidad del rotor o un parámetro de control del generador eléctrico y las propiedades inherentes X_s , $1 \leq s \leq Q$, que puede incluir el diámetro de las palas del rotor, el número de polos del generador eléctrico o similar. La relación entre rendimiento/respuesta de la turbina y las variables de entrada se expresa mediante la siguiente ecuación para el P_i

$$P = f(X, Y, Z)$$

o

$$P_i = f_i(X_1, \dots, X_Q, Y_1, \dots, Y_L, Z_1, \dots, Z_M).$$

Como se podrá entender por los expertos en la técnica únicamente los parámetros de control Y_k pueden controlarse activamente mientras que los X_s y Z_j pueden variar independientemente del control de la turbina. Por lo tanto, los parámetros de control Y_k tienen que ser determinados como funciones de los X_s y Z_j

$$Y = f(X, Z)$$

o

$$Y_k = f_k(X_1, \dots, X_Q, Z_1, \dots, Z_M).$$

Habitualmente, algunas variables de rendimiento son más interesantes que otras y, también, puede mostrarse de manera teórica o empíricamente que algunos parámetros de control influyen en estas variables de rendimiento más que otros parámetros de control.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el procedimiento según la presente realización define primero un subespacio de variables de rendimiento interesantes para ser optimizado. Esto se realiza seleccionando un subgrupo de variables de rendimiento P_{i1}, \dots, P_{iN} para ser optimizado simultáneamente (etapa 502). Después, se define un subespacio de variables de condiciones ambientales seleccionando un subgrupo de variables de condiciones ambientales Z_{j1}, \dots, Z_{jM} en la etapa 503. Finalmente, se selecciona un subgrupo de variables de control Y_{k1}, \dots, Y_{kL} para definir un subespacio de variables de control sobre las que se deben optimizar las variables de rendimiento P_{i1}, \dots, P_{iN} (etapa 504). Un ejemplo simple de la definición de tales subespacios se muestra en la figura 6. En la misma, la variable de rendimiento P que se va a optimizar es la salida de potencia, la variable de condición ambiental Z seleccionada para la optimización es la velocidad del viento y el parámetro de control Y que se va a optimizar es el paso de pala. Por consiguiente, el ejemplo mostrado en la figura 6 es similar a la realización descrita en la figura 3.

Después, en la etapa 505 se determina una secuencia de valores de variables de control $\{(Y_{k1}, \dots, Y_{kL})_1, \dots, (Y_{k1}, \dots, Y_{kL})_R\}$, de manera que la secuencia cubra sustancialmente la parte interesante del subespacio definida por las variables de control Y_k . Por ejemplo, R se ajusta en 5 en la figura 6 de manera que se determina una secuencia de 5 valores para el paso de pala. Dos de esas secuencias se muestran en la figura 6 en la que una primera secuencia (puntos) está relacionada con un régimen de carga parcial (velocidad de viento más baja) mientras que una segunda secuencia (cuadrados) está relacionada con un régimen de carga completa (velocidad de viento alta). En una etapa 506 siguiente, el controlador de turbina ajusta activamente las variables de control Y_{k1}, \dots, Y_{kL} según la secuencia predeterminada y mide los valores de las variables de rendimiento P_{i1}, \dots, P_{iN} y los valores de las variables de condiciones ambientales Z_{j1}, \dots, Z_{jM} . Habitualmente, la medición se realiza como una medición a corto plazo de 1 a 10 segundos de longitud, más habitualmente de 1 a 3 segundos de longitud, de

manera que las variables de condiciones ambientales Z_{j1}, \dots, Z_{jM} sean sustancialmente constantes durante el periodo de medición. De esta manera, los datos de medición se recogen para cualquiera de los ajustes del controlador según la secuencia predeterminada. Como una característica opcional, la medición puede repetirse tantas veces como se desee para aumentar el número de puntos de datos recogidos. En particular, muchas mediciones a corto plazo pueden repetirse para el mismo valor de las variables de control $(Y_{k1}, \dots, Y_{kL})_r$ dentro de la secuencia. Por ejemplo, se puede mantener un ajuste de controlador específico $(Y_{k1}, \dots, Y_{kL})_r$ durante 12 minutos mientras se repiten mediciones de 3 segundos de las variables de rendimiento P_{i1}, \dots, P_{iN} y las variables de condiciones ambientales Z_{j1}, \dots, Z_{jM} . De esta manera, se recogen 240 puntos de datos para el ajuste específico del controlador $(Y_{k1}, \dots, Y_{kL})_r$ dentro del periodo de medición de 12 minutos. En el ejemplo de la figura 6, se puede medir la secuencia completa de cinco ajustes del controlador en una hora, recogiendo de esta manera 1200 puntos de datos en los que se puede basar un análisis estadístico posterior. Como otra característica opcional, la medición de la secuencia completa puede repetirse tantas veces como se desee y/o se permita por las condiciones ambientales. Por ejemplo, la medición de la secuencia de 1 hora puede repetirse seis veces para que se recojan 7200 puntos de datos dentro de un periodo de medición de seis horas. Por ejemplo, si la velocidad del viento aumenta al régimen de carga completa después de tres horas de medición, la secuencia puede ser interrumpida en ese punto y continuada en otro día cuando la velocidad del viento vuelve a estar dentro del régimen de carga parcial.

En la etapa 506 siguiente, los residuos de las variables de rendimiento medidas con respecto a las variables de rendimiento esperadas se calculan para cada uno de los ajustes del controlador

$$(R_{i1}, \dots, R_{iN})_r = (P_{i1}, \dots, P_{iN})_r^{\text{medidas}} - (P_{i1}, \dots, P_{iN})_r^{\text{esperadas}} .$$

En el caso de que se hayan realizado muchas mediciones para el mismo ajuste del controlador $(Y_{k1}, \dots, Y_{kL})_r$, los residuos $(R_{i1}, \dots, R_{iN})_r$ se almacenan para obtener una relación medida entre los ajustes del controlador y el rendimiento de la turbina. Finalmente, en la etapa 508 se determina un valor óptimo para el ajuste del controlador $(Y_{k1}, \dots, Y_{kL})_r$ a partir de la relación medida. El valor óptimo puede utilizarse para ajustar los puntos de referencia del controlador de manera que se optimice la operación de la turbina.

Aunque la realización anterior se ha explicado con respecto a un único parámetro de control (paso), una única variable de condición ambiental (velocidad del viento) y una única variable de rendimiento (salida de potencia), los expertos en la técnica entenderán que los principios del procedimiento de optimización descrito también pueden aplicarse a la optimización simultánea de dos o más parámetros de control con respecto a dos o más variables de rendimiento y/o teniendo en cuenta dos o más variables de condiciones ambientales. En cualquiera de estas implementaciones, se introducen cambios activos en los parámetros de control de la turbina para medir la respuesta de la turbina y detectar, de esta manera, las interdependencias reales de las variables que influyen en el rendimiento de la turbina. Por lo tanto, se establecen relaciones consistentes entre los ajustes del controlador y el rendimiento de la turbina independientemente de si los datos del sensor capturados representan o no condiciones "verdaderas".

Según la presente divulgación, el concepto descrito anteriormente de determinar relaciones medidas puede incluso utilizarse para detectar y corregir una deriva de sensor o cambios bruscos en las señales de sensor, por ejemplo, debido al fallo, desgaste o debido a que el personal de mantenimiento presione accidentalmente contra una veleta. En particular, la deriva de sensor es difícil de detectar, ya que puede confundirse con un cambio gradual en las condiciones ambientales. Sin embargo, si se lleva a cabo un procedimiento de optimización según una realización de la presente invención de manera frecuente sobre una turbina específica, una deriva de sensor también lleva a una deriva en puntos de referencia del controlador. Por lo tanto, si se detecta una correlación entre las dos, este es un indicador fuerte de una deriva de sensor. Por consiguiente, la deriva de sensor se puede corregir aplicando una polarización o desviación apropiada a la señal del sensor defectuosa. Igualmente, se puede corregir un cambio brusco en la señal del sensor aplicando tal polarización o desviación.

Esta descripción escrita utiliza ejemplos para divulgar la invención, incluyendo el modo preferente, y también para permitir a cualquier persona experta en la técnica hacer y utilizar la invención. El ámbito patentable de la invención está definido por las reivindicaciones, y puede incluir otros ejemplos que se presentan a los expertos en la técnica. Tales ejemplos adicionales están destinados a estar dentro del ámbito de las reivindicaciones si tienen elementos estructurales que no difieren del lenguaje literal de las reivindicaciones o si incluyen elementos estructurales equivalentes con diferencias insignificantes de los lenguajes literales de las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (201) de optimización de la operación de una turbina eólica, que comprende las etapas de:

- (a) ajustar (202) al menos un parámetro de control de dicha turbina eólica a un valor de inicio predeterminado;
- (b) medir (203) al menos una variable de respuesta de dicha turbina eólica y al menos una variable adicional indicativa de una condición ambiental de la turbina eólica y repetir la medición al menos una vez con el mismo valor de dicho al menos un parámetro de control, durante un tiempo de manera que la condición ambiental sea sustancialmente constante durante la medición;
- (c) repetir (204) la etapa (b) N veces, en la que N es un número entero predeterminado, en el que dicho al menos un parámetro de control es cambiado en cada repetición;
- (d) determinar (206) una relación medida entre el al menos un parámetro de control con respecto a la al menos una variable de respuesta y la al menos una variable adicional indicativa de una condición ambiental;
- (e) determinar un valor optimizado de dicho al menos un parámetro de control con respecto a dicha variable de respuesta a partir de dicha relación medida;
- (f) ajustar (207) un punto de referencia de dicho al menos un parámetro de control a dicho valor optimizado; y
- (g) producir potencia eléctrica desde la energía eólica y suministrar la potencia eólica a una red de instalación,

en el que el al menos un parámetro de control se selecciona de un grupo que consiste en: tono de pala, velocidad de rotor y un parámetro de control de generador eléctrico,
 la al menos una variable indicativa de una condición ambiental se selecciona del grupo que consiste en: velocidad del viento, densidad del aire, temperatura, turbulencia del aire, presión del aire y lluvia; y
 en el que dos o más parámetros de control se ajustan activamente para determinar valores optimizados para los dos o más parámetros de control;
 en el que el procedimiento de optimización se programa en intervalos regulares para verificar que los ajustes del controlador son óptimos;
 y, el procedimiento incluye, además
 detectar un desvío del sensor detectando un desvío de al menos un punto de configuración de controlador obtenido en la etapa €.

2. El procedimiento (201) según la reivindicación 1, en el que la medición se realiza durante 1 a 10 segundos.

3. El procedimiento (201) según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las etapas (a) a (c) se repiten al menos una vez.

4. El procedimiento (201) según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que se miden dos o más variables de respuesta para determinar el valor optimizado de dicho al menos un parámetro de control con respecto a las dos o más variables de respuesta.

5. El procedimiento (201) según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa (d) de determinar una relación medida comprende:

- (d1) obtener residuos de la variable de respuesta con respecto a una curva de respuesta predeterminada; y
- (d2) almacenar los residuos y almacenar los valores de parámetros de control para obtener la relación medida.

6. El procedimiento (201) según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el al menos una variable de respuesta se selecciona del grupo que consiste en: salida de potencia, cargas mecánicas, cargas aerodinámicas, vibraciones de turbina y emisión de ruido.

7. El procedimiento (201) según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que se detecta una deriva de sensor detectando una deriva de al menos un punto de referencia del controlador obtenido en la etapa (e).

8. Una turbina (100) eólica, que comprende:

- un primer sensor (300) para medir una variable de respuesta de la turbina (100) eólica;
- un segundo sensor (400) para medir una variable indicativa de una condición ambiental de la turbina (100) eólica;
- un controlador (200) para controlar un parámetro de control de la turbina (100) eólica, en el que el controlador (200) se adapta para llevar a cabo un procedimiento (201) según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7; y una conexión a la red de instalación.

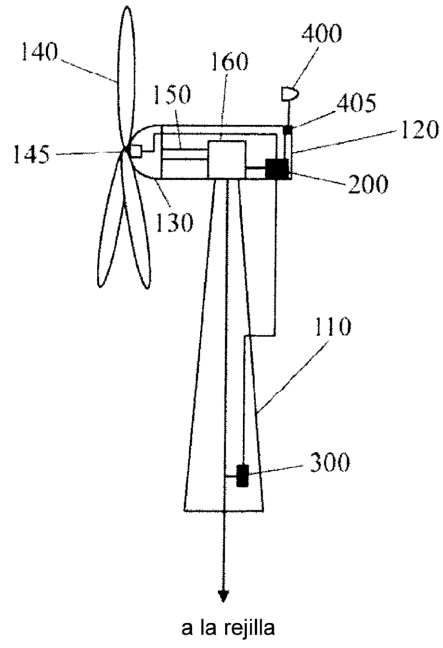


Fig. 1

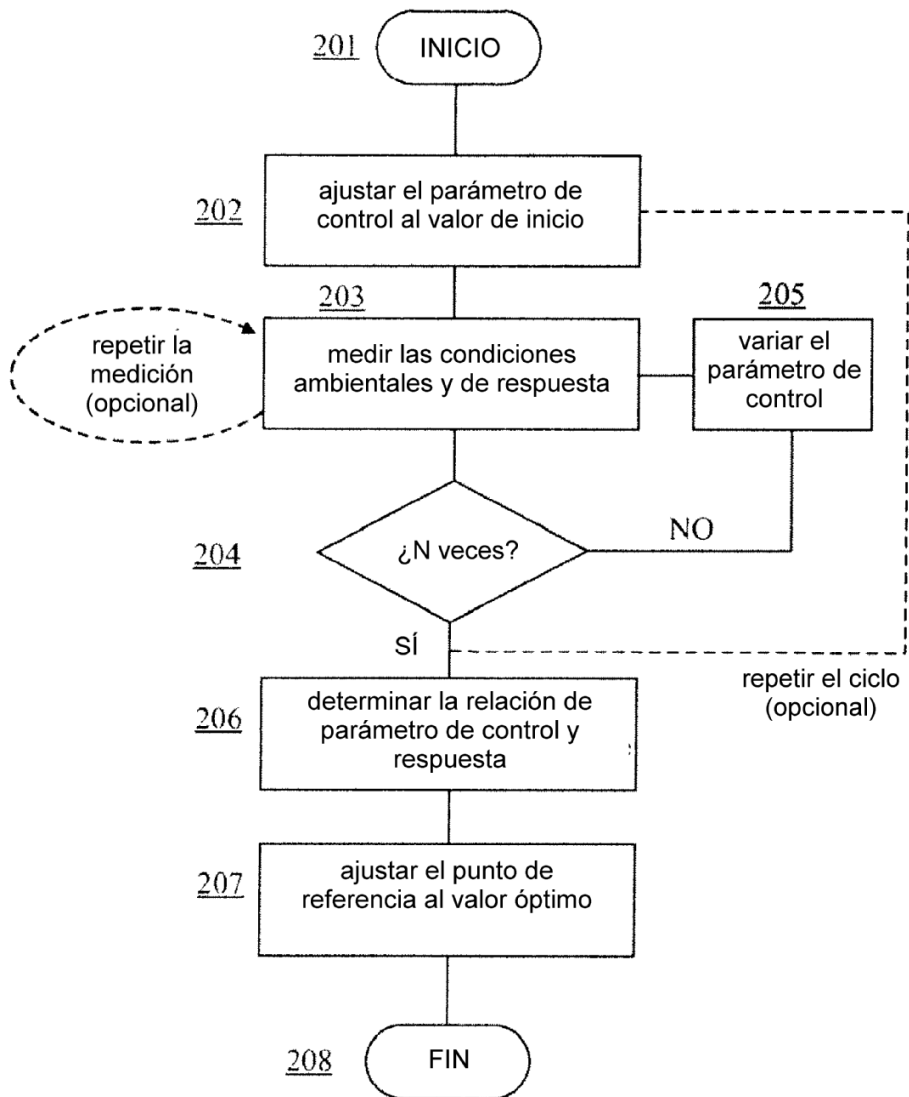


Fig. 2

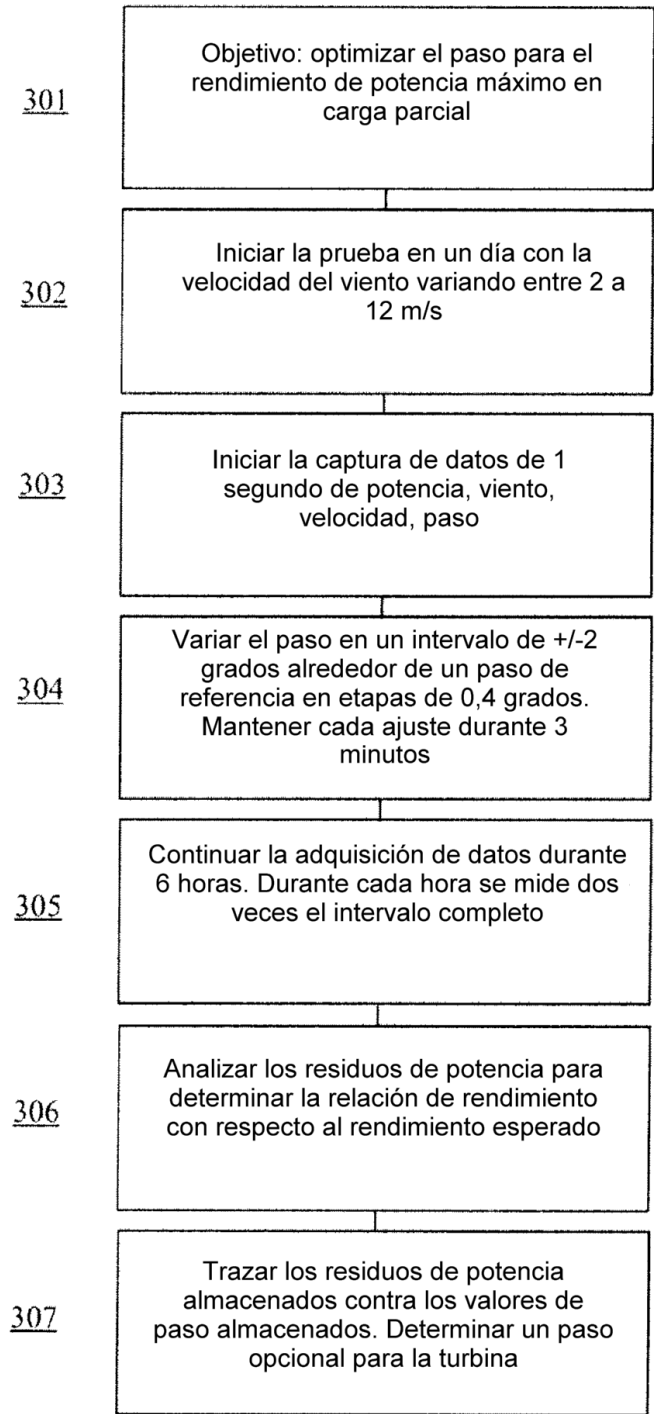


Fig. 3

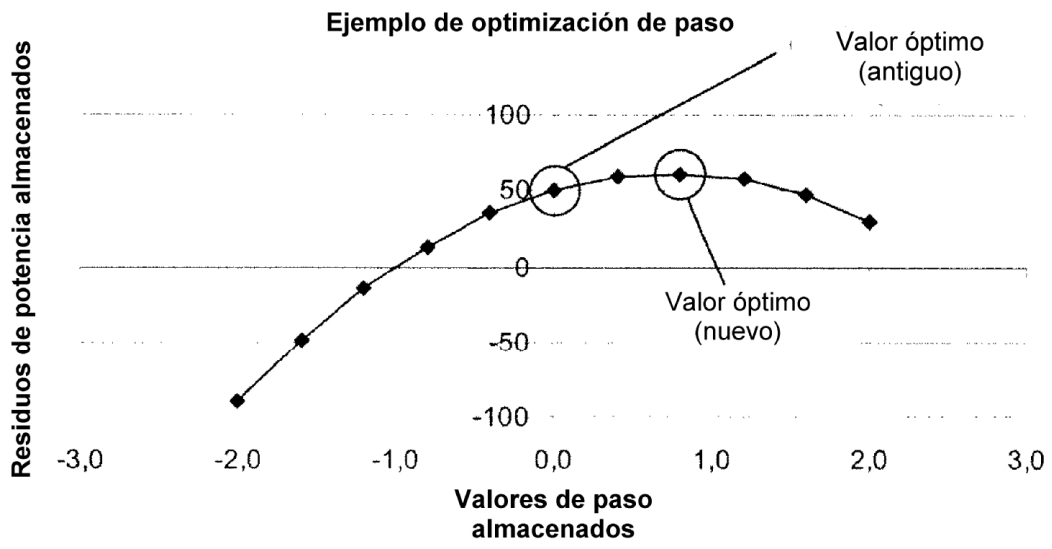


Fig. 4

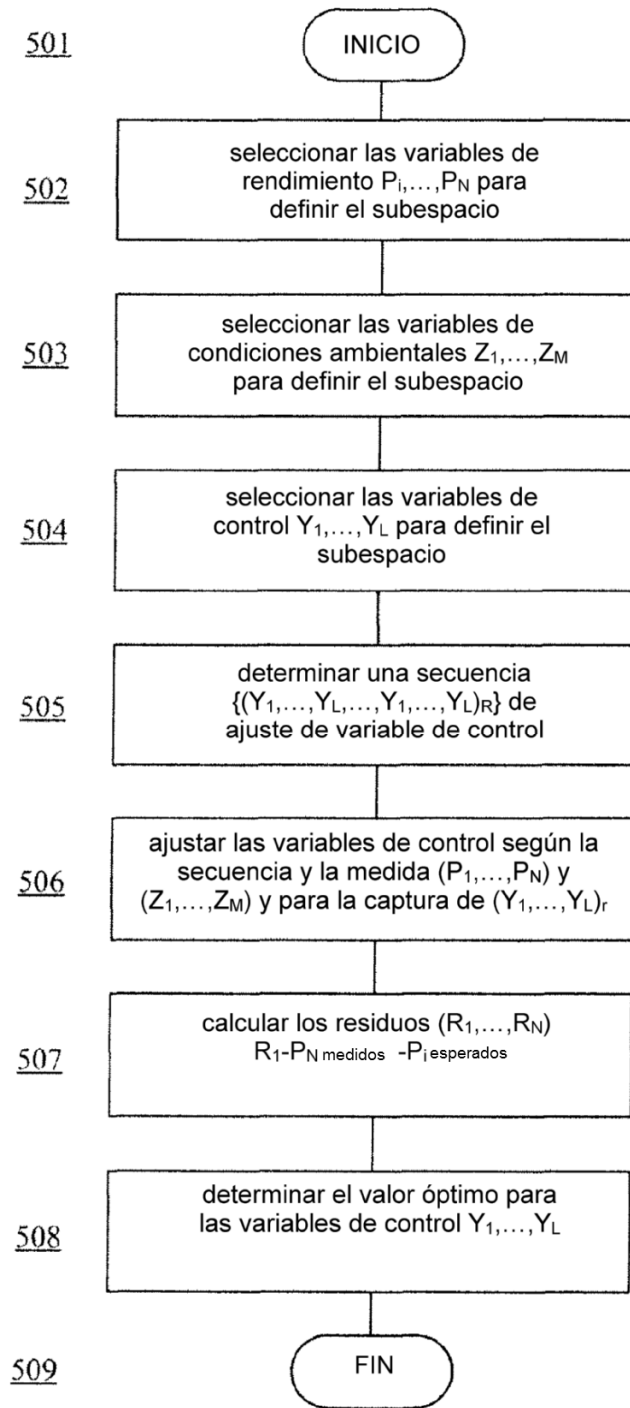


Fig. 5

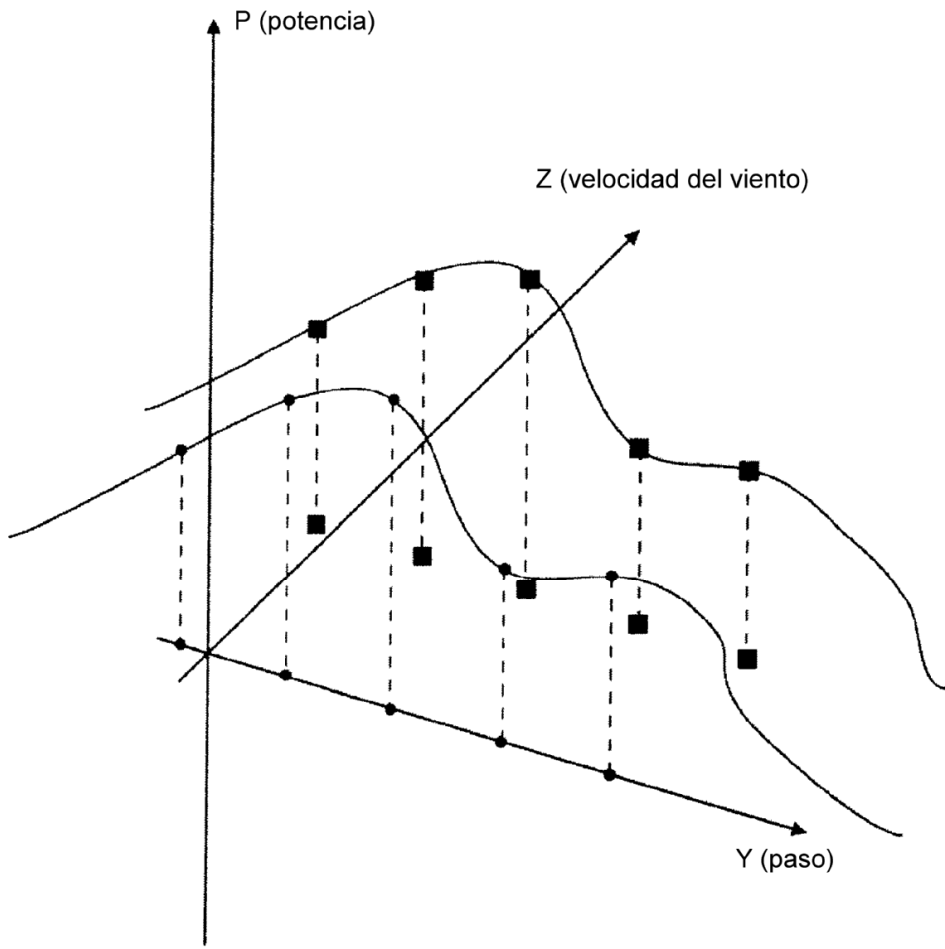


Fig. 6