

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 674 445**

21 Número de solicitud: 201890039

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

G01P 5/06 (2006.01)

G01P 5/26 (2006.01)

12

PATENTE DE INVENCION

B1

22 Fecha de presentación:

30.06.2016

30 Prioridad:

02.12.2015 CN 201510870017.7

43 Fecha de publicación de la solicitud:

29.06.2018

88 Fecha de publicación diferida del informe sobre el estado de la técnica:

18.03.2019

Fecha de modificación de las reivindicaciones:

25.07.2019

Fecha de concesión:

28.08.2019

45 Fecha de publicación de la concesión:

04.09.2019

73 Titular/es:

**CHINA ELECTRIC POWER RESEARCH
INSTITUTE COMPANY LIMITED (33.3%)
NO. 15 XIAOYING EAST ROAD, QINGHE,
HAIDIAN DISTRICT
BEIJING 100192 CN;
STATE GRID CORPORATION OF CHINA (33.3%) y
CLP PURI ZHANGBEI WIND POWER RESEARCH
& TESTING CO., LTD. (33.3%)**

72 Inventor/es:

**WANG, Weisheng;
XUE, Yang;
WANG, Ruiming;
MA, Xiaojing;
FU, Deyi;
BIAN, Wei;
LI, Songdi;
CHEN, Chen y
SUN, Yong**

74 Agente/Representante:

DURAN-CORRETJER, S.L.P

54 Título: **PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE POTENCIA DE
TURBINAS EÓLICAS, APARATOS Y MEDIOS DE ALMACENAMIENTO**

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 674 445**

21 Número de solicitud: 201890039

57 Resumen:

Procedimiento para la evaluación de las características de potencia de turbinas eólicas, aparatos y medios de almacenamiento.

Procedimiento para la evaluación de las características de potencia de turbinas eólicas, un aparato y un medio de almacenamiento. Mediante la verificación de los datos de funcionamiento del patrón de control de las turbinas eólicas, de la corrección de los datos de la velocidad del viento en la góndola, y del cálculo de una curva de potencia de las turbinas eólicas y de un valor de garantía de la curva de potencia, se obtiene el resultado de la evaluación de las características de potencia de una turbina eólica. El procedimiento evalúa de manera económica una curva de características de potencia para turbinas eólicas, utiliza los datos de funcionamiento existentes del sistema patrón de control de la turbina eólica, y realiza la evaluación de las características de potencia de las turbinas eólicas.

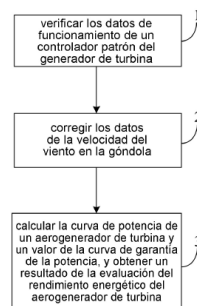


FIG. 1

DESCRIPCIÓN

Procedimiento para la evaluación de las características de potencia de turbinas eólicas, aparatos y medios de almacenamiento

SECTOR TÉCNICO

La invención se refiere al sector de la generación de potencia con nuevas energías y, en particular, a un dispositivo para un procedimiento de evaluación y a un medio de almacenamiento para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina.

ANTECEDENTES

El rendimiento energético de un aerogenerador de turbina es uno de los índices importantes de rendimiento, relacionados directamente con la producción de energía de un aerogenerador de turbina, y refleja la relación entre la velocidad de flujo de aire libre y la salida neta de potencia del aerogenerador de turbina. Un rendimiento energético deficiente del aerogenerador de turbina significa una baja producción de energía de un aerogenerador de turbina de la misma capacidad y significa que el inversor no puede obtener una rentabilidad equivalente. Por consiguiente, el rendimiento energético atrae mucho la atención de los fabricantes de los aerogeneradores de turbina y de los promotores de plantas de energía eólica.

La medición del rendimiento energético de un aerogenerador de turbina es un procedimiento muy directo para obtener dicho índice de rendimiento de un aerogenerador de turbina. Un procedimiento para llevar a cabo la medición del rendimiento energético de un aerogenerador de turbina se especifica mediante normas tales como la GB/T 18451.2-2012 "Power Performance Measurement of Wind turbine generator" (Medición del rendimiento energético de un aerogenerador de turbina) y la IEC 61400-12-2:2013 "Nacelle Anemometer Based Power Performance Measurement of Wind turbine generator" (Medición del rendimiento de un aerogenerador de turbina con un anemómetro situado en la góndola). No obstante, la medición del rendimiento energético requiere de acuerdo con la norma un periodo de tiempo de, al menos 3 meses. En China existen más de 20 fabricantes de aerogeneradores de turbina, apareciendo nuevos modelos uno tras otro, y un gran número de aerogeneradores de turbina requieren aceptación de calidad. Por lo tanto, existe una gran demanda para la evaluación de del rendimiento energético de los aerogeneradores de turbina así como una urgente necesidad de un procedimiento adecuado y económico para evaluar de una forma preliminar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina.

RESUMEN DE LA INVENCION

Con el objeto de solucionar el problema técnico, las realizaciones de la invención dan a conocer un procedimiento de evaluación del rendimiento energético y un dispositivo para evaluar un aerogenerador de turbina y un medio de almacenamiento. Mediante el procedimiento, se evalúa de manera económica y eficiente una curva de rendimiento energético del aerogenerador de turbina, y la evaluación del rendimiento energético de todos los aerogeneradores de turbina del mismo modelo en una planta de energía eólica se lleva a cabo con la plena utilización de los datos de funcionamiento de un sistema patrón de control existente del aerogenerador de turbina. Se aseguran tanto la precisión como la eficiencia de la medición, y el tiempo de medición está comprendido dentro de un plazo de un mes. Además, se asegura un funcionamiento fiable y un índice de utilización eficiente del aerogenerador de turbina.

Se elige un procedimiento de evaluación para evaluar el rendimiento energético de un

- aerogenerador de turbina proporcionado por las realizaciones de la invención para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina en una planta de energía eólica, estando conectado el aerogenerador de turbina con un sistema patrón de control del aerogenerador de turbina y un controlador del aerogenerador de turbina para evaluar el rendimiento energético del aerogenerador de turbina, incluyendo el procedimiento las etapas siguientes:
- 5 la verificación de los datos de funcionamiento del patrón de control del generador eólico;
- 10 la corrección de los datos de la velocidad del viento en la góndola; y
- el cálculo de la curva de potencia de un aerogenerador de turbina y un valor de garantía de la curva de potencia y la obtención del resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.
- 15 En las realizaciones de la invención, la verificación de los datos de funcionamiento del patrón de control del aerogenerador de turbina, incluye:
- 20 la emisión por parte del sistema del patrón de control del aerogenerador de turbina de los datos de funcionamiento del patrón de control utilizados como datos teóricos, comprendiendo los datos de funcionamiento del patrón de control la velocidad del viento en la góndola y una señal de salida de la potencia;
- 25 la verificación de si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos de medición prácticos;
- si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos de medición prácticos, se corrigen los datos de la velocidad del viento en la góndola; y
- 30 si los datos de funcionamiento del patrón de control no son los mismos que los datos de medición prácticos, se comprueba la entrada y la salida de una señal del controlador del aerogenerador de turbina, y
- 35 se controla el sistema del patrón de control para corregir la señal del controlador del aerogenerador de turbina.
- En las realizaciones de la invención, la corrección de los datos de la velocidad del viento en la góndola incluye:
- 40 la determinación de si actualmente se ha obtenido una función de transferencia certificada de la góndola (NTF);
- si se ha obtenido la función certificada de transferencia de la góndola, se corrigen directamente los datos de la velocidad del viento en la góndola gracias a la función de transferencia certificada de la góndola;
- 45 si no se ha obtenido la función de transferencia certificada de la góndola, se selecciona un aerogenerador típico de turbina en la planta de energía eólica;
- 50 se dispone una torre anemométrica dentro de un margen de dos a cuatro veces el diámetro de la turbina eólica del aerogenerador típico de turbina y se mide la velocidad del viento y las señales de la dirección del viento en la torre anemométrica;
- se calcula la media de la velocidad medida del viento y los datos de la señal de la dirección

del viento durante 2 minutos, siendo la velocidad del viento en la góndola una variable independiente y siendo la velocidad del viento medida una variable dependiente, dividiendo la gama de velocidades del viento en intervalos continuos de acuerdo con la velocidad del viento en la góndola, siendo conseguidos dichos intervalos continuos tal como sigue: las velocidades del viento en múltiplos enteros de 0,5 m/s son utilizadas como centros y dos intervalos continuos dentro de una gama de 0,25 m/s están marcados en los lados izquierdo y derecho de los centros, comprendiendo los datos en los intervalos velocidades del viento que estén comprendidas entre 1 m/s más bajas que la velocidad de corte del viento y 1,5 veces la velocidad del viento correspondiente al 85% de la potencia nominal del aerogenerador de turbina, y cuando existan, al menos, tres datos en cada intervalo, se obtiene una función de transferencia de la góndola que se representa mediante una función matemática basada en el intervalo mediante ajuste, siendo la función de transferencia de la góndola una función en la que las velocidades del viento en la góndola en cada intervalo son utilizadas como velocidades del viento medidas; y

se calcula la velocidad del flujo libre del aire.

En las realizaciones de la invención, la medición de la velocidad del viento y de las señales de la dirección del viento en la torre anemométrica incluye:

el montaje de un anemómetro de copa y de una veleta en la torre anemométrica y la medición mediante el anemómetro de copa y la veleta, de la velocidad del viento y de las señales de la dirección del viento;

o bien el montaje de un lidar en la torre anemométrica y la medición mediante el lidar de la velocidad del viento y de las señales de la dirección del viento.

En las realizaciones de la invención, el cálculo de la velocidad del flujo libre del aire incluye:

el cálculo de la velocidad del flujo libre del aire V_{free} que es estimada mediante la elección de la velocidad del viento medida en la góndola y la velocidad del viento en la torre anemométrica, y corregida teniendo en cuenta la distorsión del flujo de aire producida por el terreno, de acuerdo con la NTF:

$$V_{free} = \frac{V_{m,i+1} - V_{m,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} \times (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{m,i}$$

en que $V_{nacelle}$ es la velocidad del viento en la góndola en cada intervalo, V_m es la velocidad del viento medida, $V_{nacelle,i}$ y $V_{nacelle,i+1}$ son las medias del intervalo de las velocidades del viento en la góndola en un intervalo i y en un intervalo i+1, respectivamente y son obtenidas mediante la NTF, $V_{m,i}$ y $V_{m,i+1}$ son las medias del intervalo de las velocidades del viento en la torre anemométrica en el intervalo i y en el intervalo i+1 respectivamente, y son obtenidas mediante la NTF, y $V_{nacelle}$ es un valor medido en el anemómetro de la góndola y está configurado para estimar la velocidad del flujo libre del aire.

En las realizaciones de la invención, el cálculo de la curva de potencia del aerogenerador de turbina y el valor de garantía de la curva de potencia y la obtención del resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina incluyen:

el cálculo de la medición de la curva de potencia y el valor de garantía de la curva de potencia del aerogenerador de turbina evaluado de acuerdo con la velocidad corregida del

viento en la góndola y la salida de potencia del aerogenerador de turbina; y

la determinación de si el valor de garantía del aerogenerador de turbina evaluado alcanza un valor garantizado por el fabricante y la obtención del resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.

En las realizaciones de la invención, el cálculo de la curva de medición de la potencia y el valor de garantía de la curva de potencia del aerogenerador de turbina evaluado de acuerdo con la velocidad corregida del viento en la góndola y la potencia de salida del aerogenerador de turbina, incluye:

la normalización de todos los datos medidos a la densidad del aire al nivel del mar, y la normalización de la potencia de salida de un aerogenerador de turbina de paso fijo y de velocidad fija del puesto de regulación según la ISO (*International Standardization Organization*, Organización internacional de normalización) a la densidad atmosférica estándar:

$$P_n = P_{10\min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}},$$

en que P_n es la potencia de salida normalizada, $P_{10\min}$ es la media de la potencia medida durante 10 minutos, ρ_0 es la densidad estándar del aire, y $\rho_{10\min}$ es la densidad media del aire durante 10 minutos,

en que $\rho_{10\min}$ es:

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R_0 \cdot T_{10\min}},$$

en que $T_{10\min}$ es una media absoluta de la temperatura del aire durante 10 minutos, $B_{10\min}$ es la presión media del aire durante 10 minutos, y R_0 es una constante del gas de 287.05J / (kg×K) de aire seco;

la normalización de la velocidad del viento de un aerogenerador de turbina de potencia activa controlada:

$$V_n = V_{10\min} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3},$$

en que V_n es la velocidad del viento normalizada, y $V_{10\min}$ es la velocidad media del viento medida durante 10 minutos;

el cálculo de la velocidad media normalizada del viento V_i y la potencia media de salida P_i del intervalo i son:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j}$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j},$$

en que $V_{n,i,j}$ es la velocidad normalizada del viento de un conjunto j del intervalo i, $P_{n,i,j}$ es la potencia media normalizada de salida del conjunto j del intervalo i, y N_i es el número de conjuntos en el intervalo i de 10 minutos;

la obtención de la AEP (*Annual Energy Production*, Producción anual de Energía) mediante la medición de la curva de potencia, obteniendo la producción garantizada de energía mediante una curva de potencia garantizada mediante contrato, y estimando la producción anual de energía, AEP, según la fórmula siguiente:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right),$$

en que N_h es el número de horas en un año, aproximadamente 8760 horas, N es el número de intervalos, y $F(V)$ es una función de la distribución de probabilidad acumulativa de Rayleigh de la velocidad del viento,

en que $F(V)$ es:

$$F(V) = 1 - \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}} \right)^2 \right),$$

en que V_{ave} es la velocidad anual media del aire a la altura del cubo y V es la velocidad del viento;

la realización del ajuste de inicialización de la suma:

se ajusta V_{i-1} para que sea igual a $V_i - 0.5 \text{ m/s}$, y se ajusta P_{i-1} para que sea igual a 0,0 kW; y

eligiendo los datos de recursos de viento a la altura del cubo, lo cual se facilita en un documento técnico de licitación de la planta de energía eólica, como la velocidad media anual del viento a la altura del cubo, y se obtiene el valor k de la curva de garantía de la potencia:

$$k = (AEP - \text{valor medido} / AEP - \text{valor garantizado}) \times 100 \%$$

A partir de las soluciones técnicas antes mencionadas, puede verse que las realizaciones de la invención proporcionan el procedimiento de evaluación para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina el dispositivo, y el medio de almacenamiento. Se verifican los datos del patrón de control del funcionamiento del aerogenerador de turbina; se corrigen los datos de la velocidad del viento en la góndola; y se calcula la curva de potencia del aerogenerador de turbina y la curva del valor de garantía de la potencia, y se obtiene el resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina. Mediante el procedimiento dado a conocer por medio de la invención, se evalúa una curva de rendimiento energético del aerogenerador de turbina de una manera económica y eficiente, y la evaluación del rendimiento energético de todos los aerogeneradores de turbina del mismo modelo en la planta de energía eólica se realiza utilizando totalmente los datos de funcionamiento de un sistema patrón de control existente del aerogenerador de turbina. No solamente se asegura la precisión, sino también la eficiencia de la medición, y el tiempo de medición es controlado dentro del plazo de un mes. Además, se asegura un funcionamiento fiable y unas tasas de utilización eficientes de los aerogeneradores de turbina.

Las soluciones técnicas de las realizaciones de la invención tienen, al menos, los siguientes efectos beneficiosos.

1: en las soluciones técnicas proporcionadas por la invención, se puede evaluar de manera

económica y eficiente la curva de rendimiento energético del aerogenerador de turbina, y solamente se requiere que sea medido un aerogenerador de turbina representativo de la planta de energía eólica, para llevar a cabo la evaluación del rendimiento energético de todos los aerogeneradores de turbina del mismo modelo en la planta de energía eólica, mediante la utilización completa de los datos de funcionamiento del sistema de patrón de control existente del aerogenerador de turbina.

2: de acuerdo con las soluciones técnicas proporcionadas por la invención, se eligen los datos medios de 2 minutos cuando se determina la NTF del aerogenerador de turbina, de tal modo que la NTF obtenida no solamente asegura la precisión, sino también asegura la eficiencia de medición y controla el tiempo de medición dentro del plazo de un mes.

3: de acuerdo con las soluciones técnicas proporcionadas por la invención, se puede elegir un lidar para medir la NTF, y no es necesario disponer una torre anemométrica de la altura del cubo, de modo que se reduce el coste de la evaluación.

4: de acuerdo con las soluciones técnicas proporcionadas por la invención, se asegura un funcionamiento fiable y una tasa de utilización eficiente del aerogenerador de turbina.

5: las soluciones técnicas proporcionadas por la invención, pueden ser aplicadas ampliamente y tienen considerables beneficios sociales y económicos.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La figura 1 es un diagrama de flujo del procedimiento de evaluación para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina según una realización de la invención.

La figura 2 es un diagrama de flujo de la etapa 1 en un procedimiento de evaluación según una realización de la invención.

La figura 3 es un diagrama de flujo de la etapa 2 en un procedimiento de evaluación según una realización de la invención.

La figura 4 es un diagrama de flujo de la etapa 3 en un procedimiento de evaluación según una realización de la invención.

La figura 5 es un diagrama de la estructura de un dispositivo de evaluación para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina según una realización de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Las soluciones técnicas de las realizaciones de la invención se describirán a continuación de manera clara y completa en combinación con los dibujos en las realizaciones de la invención. Se debe tener en cuenta que las realizaciones descritas no son todas realizaciones completas sino partes de realizaciones de la invención. Todas las demás realizaciones obtenidas por expertos en la materia en base a las realizaciones de la invención, sin una labor creativa, están comprendidas dentro del alcance de protección de la invención.

Tal como se muestra en la figura 1, una realización de la invención da a conocer un procedimiento de evaluación para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina que incluye las etapas siguientes.

En la etapa 1, se verifican los datos de funcionamiento del patrón de control del aerogenerador de turbina.

5 En la etapa 2, se corrigen los datos de la velocidad del viento en la góndola.

En la etapa 3, se calcula una curva de potencia del aerogenerador de turbina y una curva del valor de garantía de la potencia, y se obtiene el resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.

10

Tal como se muestra en la figura 2, la etapa 1 incluye las etapas siguientes.

En la etapa 1-1, un sistema patrón de control de un aerogenerador de turbina emite datos de funcionamiento del sistema patrón de control que incluyen la velocidad del viento en la góndola y una señal de salida de potencia.

15

En la etapa 1-2, se verifica si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de la medición;

20

si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de la medición, se pasa a la etapa 2; y

si los datos de funcionamiento del patrón de control no son los mismos que los datos prácticos de la medición, se pasa a la etapa 1-3,

25

En la etapa 1-3 se comprueban la entrada y la salida de la señal del controlador del aerogenerador de turbina, y se controla el sistema del patrón de control para corregir la señal del controlador del aerogenerador de turbina; a continuación se ejecuta de nuevo la etapa 1-1.

30

Tal como se muestra en la figura 3, la etapa 2 incluye las etapas siguientes.

En la etapa 2-1, se determina si se ha obtenido una NTF certificada;

35

si se ha obtenido una NTF certificada, los datos de la velocidad del viento en la góndola son corregidos directamente mediante la utilización de la NTF certificada; y

si no se ha obtenido la NTF certificada, se pasa a la etapa 2-2.

40

En la etapa 2-2, se selecciona un aerogenerador de turbina típico de una planta de energía eólica, siendo el aerogenerador de turbina típico un aerogenerador de turbina que es representativo en lo que se refiere al terreno y a los recursos de viento, de la planta de energía eólica.

45

En la etapa 2-3, se dispone una torre anemométrica dentro de un margen de dos a cuatro veces el diámetro del aerogenerador de turbina típico y se miden las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento en la torre anemométrica.

50

En la etapa 2-4, se calcula una media de los datos medidos de las señales de la velocidad del viento y de la dirección del aire durante 2 minutos, siendo la velocidad del viento en la góndola una variable independiente y siendo la velocidad del viento medida una variable dependiente, estando dividida la gama de velocidades medidas del viento en intervalos continuos de acuerdo con la velocidad del viento en la góndola, los intervalos continuos se consiguen de la manera siguiente: las velocidades del viento en enteros múltiplos de 0,5 m/s

son utilizadas como centros y se marcan dos intervalos continuos de un margen de 0,25 m/s en los lados izquierdo y derecho de los centros, incluyendo los datos en los intervalos las velocidades del viento que estén comprendidas entre 1 m/s más bajas que la velocidad de corte del viento y 1,5 veces la velocidad del viento correspondiente al 85% de la potencia nominal del aerogenerador de turbina y cuando, al menos tres, de estos datos están comprendidos dentro de cada intervalo, se pasa a la etapa 2-5.

En la etapa 2-5, se obtiene mediante ajuste una NTF representada por medio de una función matemática basada en intervalos, siendo la NTF una función en la que las velocidades del viento en la góndola en cada intervalo son utilizadas como velocidades medidas del viento.

En la etapa 2-6 se calcula la velocidad del flujo libre del viento.

La medición de las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento en la torre anemométrica en la etapa 2-3 incluyen que:

un anemómetro de copa y una veleta están montados en la torre anemométrica, y el anemómetro de copa y la veleta miden las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento;

o bien se monta un lidar en la torre anemométrica, y el lidar mide las señales de la velocidad del viento y de la dirección del aire;

la etapa 2-6 incluye que:

se calcula la velocidad V_{free} de un flujo libre de viento de acuerdo con la NTF, se estima la velocidad del flujo libre del viento mediante la velocidad del viento medida en la góndola y la velocidad del viento en la torre anemométrica y se corrige considerando una distorsión del flujo de aire producida por el terreno:

$$V_{free} = \frac{V_{m,i+1} - V_{m,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} \times (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{m,i} \quad (1),$$

siendo en la fórmula (1): $V_{nacelle}$ la velocidad del viento en la góndola en cada intervalo; siendo V_m la velocidad medida del viento; siendo $V_{nacelle,i}$ y $V_{nacelle,i+1}$ los intervalos medios de las velocidades del aire en la góndola en un intervalo i y un intervalo $i+1$ respectivamente, y siendo obtenidas mediante la NTF; siendo $V_{m,i}$ y $V_{m,i+1}$ los intervalos medios de las velocidades del viento en la torre anemométrica en el intervalo i y en el intervalo $i+1$ respectivamente, y siendo obtenidas mediante la NTF; y siendo $V_{nacelle}$ un valor medido en el anemómetro de la góndola, y estando configuradas para estimar la velocidad del flujo libre del viento.

Tal como se muestra en la figura 4, la etapa 3 incluye las etapas siguientes.

En la etapa 3-1, se calculan una curva de medición de la potencia y una curva del valor de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina evaluado, de acuerdo con la velocidad corregida del viento en la góndola y la potencia de salida del aerogenerador de turbina.

En la etapa 3-2, se determina si el valor de la curva de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina evaluado alcanza un valor garantizado por el fabricante y a continuación, se obtiene el resultado de la evaluación del rendimiento energético del

aerogenerador de turbina.

la etapa 3-1 incluye las etapas siguientes.

- 5 a) todos los datos medidos son normalizados a la densidad del aire a nivel del mar, y la potencia de salida de un aerogenerador de turbina de paso fijo y de velocidad fija del puesto de regulación es normalizada de acuerdo con la densidad atmosférica estándar ISO.

$$P_n = P_{10 \text{ min}} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10 \text{ min}}} \quad (2),$$

en la fórmula (2): P_n es la potencia de salida normalizada, $P_{10 \text{ min}}$ es la media durante 10 minutos de la potencia medida, ρ_0 es la densidad estándar del aire, y $\rho_{10 \text{ min}}$ es la media de la densidad del aire durante 10 minutos,

en que $\rho_{10 \text{ min}}$ es:

$$\rho_{10 \text{ min}} = \frac{B_{10 \text{ min}}}{R_0 \cdot T_{10 \text{ min}}} \quad (3),$$

en la fórmula (3): $T_{10 \text{ min}}$ es la media absoluta de la temperatura del aire durante 10 minutos, siendo $B_{10 \text{ min}}$ la presión media del aire durante 10 minutos, y siendo R_0 una constante del gas de 287,05 J/(kg×K) de aire seco.

b) se normaliza la velocidad del viento de un aerogenerador de turbina de potencia activa controlada:

$$V_n = V_{10 \text{ min}} \left(\frac{\rho_{10 \text{ min}}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (4),$$

en la fórmula (4): V_n es la velocidad normalizada del viento, y $V_{10 \text{ min}}$ es la velocidad media medida del viento durante 10 minutos.

c) se calculan la velocidad media normalizada del viento V_i y la potencia media de salida P_i del intervalo i, tal como sigue:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (5)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (6)$$

en que $V_{n,i,j}$ es la velocidad normalizada del viento de un conjunto j del intervalo i, $P_{n,i,j}$ es la potencia media de salida normalizada del conjunto j del intervalo i, y N_i es un número de conjuntos en el intervalo i durante 10 minutos.

d) la medición de la AEP se obtiene mediante la curva de medición de la potencia, la producción garantizada de energía se obtiene mediante una curva de potencia garantizada por contrato y la Producción Anual de Energía AEP se estima de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N \left[F(V_i) - F(V_{i-1}) \right] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (7),$$

en la fórmula (7): N_h es un número de horas en un año que es aproximadamente de 8760

horas, N es un número de los intervalos, y $F(V)$ es una función acumulativa de distribución de la probabilidad de Rayleigh de la velocidad del viento, en que $F(V)$ es:

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (8)$$

5 en la fórmula (8): V_{ave} es una media anual de la velocidad del viento a la altura del cubo, y V es la velocidad del viento

e) se realiza un ajuste de inicialización de la suma:

10 se ajusta V_{i-1} para que sea igual a $V_i - 0.5 \text{ m/s}$, y se ajusta P_{i-1} para que sea igual a 0,0 kW.

f) se eligen los datos de recursos de viento a la altura del cubo, proporcionados en un documento del proyecto técnico de licitación de la planta de energía eólica para la velocidad media anual del viento a la altura del cubo, y se obtiene el valor k de la curva de garantía de la potencia:

$$k = (AEP - \text{valor medido} / AEP - \text{valor garantizado}) \times 100\% \quad (9).$$

20 Un ejemplo específico de aplicación del procedimiento de evaluación para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina dado a conocer por la invención, incluye específicamente las tres etapas siguientes: se verifican los datos del patrón de control de funcionamiento del aerogenerador de turbina; se corrige la velocidad del viento en la góndola; y se calcula la curva de potencia del aerogenerador de turbina y la AEP.

25 (I) Verificación de los datos del patrón de control de funcionamiento del aerogenerador de turbina:

30 Dado que se requiere que los datos de funcionamiento emitidos por el sistema patrón de control del aerogenerador de turbina sean utilizados en el procedimiento de evaluación del ejemplo específico de la aplicación, es necesario verificar la velocidad del viento en la góndola y la señal de salida de potencia emitida por un controlador patrón para determinar, en primer lugar, que la velocidad del viento en la góndola y la potencia de salida son coherentes con los datos prácticos. Es necesario comprobar la señal de entrada y de salida del controlador de un aerogenerador de turbina y considerar la corrección del sistema del patrón de control para la señal, de tal modo que se asegure que se utiliza un valor final correcto de la señal.

(II) Corrección de la velocidad del viento en la góndola:

40 Si se puede obtener una NTF certificada, la velocidad del viento en la góndola puede ser corregida directamente gracias a la NTF. El ejemplo específico de aplicación se centra en una condición tal, en la que no se puede disponer de la NTF. De acuerdo con el procedimiento, una NTF obtenida en una determinada planta de energía eólica según el presente procedimiento solamente es aplicable a aerogeneradores de turbina del mismo modelo.

45 Se selecciona un aerogenerador de turbina típico de la planta eólica que sea representativo en lo que se refiere al terreno y a los recursos eólicos, se dispone una torre anemométrica dentro de un margen de dos a cuatro veces el diámetro de la turbina (se recomienda dos

veces el diámetro de la turbina eólica), en la torre anemométrica se monta un anemómetro de copa y una veleta para medir las señales de la velocidad del viento y la dirección del viento; o se utiliza un lidar para medir las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento.

Se utiliza una media de los datos medidos durante 2 minutos para el análisis de los datos, siendo la velocidad del viento en la góndola una variable independiente (eje x), y siendo la velocidad del viento medida una variable dependiente (eje y). La gama de velocidades del viento se divide en intervalos continuos de acuerdo con la velocidad del viento en la góndola, consiguiéndose los intervalos continuos de la forma siguiente: las velocidades del viento en múltiplos enteros de 0,5 m/s son utilizadas como centros y se marcan dos intervalos continuos de un margen de 0,25 m/s en los lados izquierdo y derecho de los centros, y los datos deben incluir velocidades del viento comprendidas entre 1 m/s más bajas que la velocidad de corte del aire y 1,5 veces la velocidad del viento correspondiente al 85% de la potencia nominal del aerogenerador de turbina. Cuando se dispone de, al menos, tres datos en cada intervalo, se determina que el volumen de datos cumple los requisitos.

Se define la NTF como una función de la velocidad del viento en la góndola ($V_{nacelle}$) en cada intervalo que se utiliza para medir la velocidad del viento (V_m). La NTF solamente es efectiva desde el intervalo más bajo de la velocidad del viento hasta el intervalo más alto de la velocidad del viento y no se permite la extrapolación de la NTF.

Se obtiene una NTF representada por una función matemática basada en intervalos mediante ajustes, y la NTF debe tener en cuenta un sector libre de influencia de la estela de los flujos de otros aerogeneradores de turbina que están funcionando y únicamente de los obstáculos.

Una vez obtenida la NTF, se calcula una velocidad corregida del viento V_{free} de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$V_{free} = \frac{V_{m,i+1} - V_{m,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} \times (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{m,i} \quad (1),$$

en la fórmula:

$V_{nacelle,i}$ y $V_{nacelle,i+1}$ son las medias de intervalos (obtenidos mediante la NTF) de las velocidades del viento en la góndola en un intervalo i y un intervalo i+1,

$V_{m,i}$ y $V_{m,i+1}$ son las medias de intervalos (obtenidos mediante la NTF) de las velocidades del viento en la torre anemométrica, en el intervalo i y el intervalo i+1,

$V_{nacelle}$ es un valor medido en el anemómetro de la góndola y es utilizado para estimar la velocidad del flujo de viento libre, y

V_{free} es la velocidad estimada del flujo de viento libre mediante la elección de la velocidad medida del viento en la góndola y de la velocidad del viento en la torre anemométrica y corregidas teniendo en cuenta la distorsión del flujo de viento producida por el terreno.

En el procedimiento, no se requiere la calibración del emplazamiento antes de llevar a cabo la medición, pero la gama de aplicación de los datos obtenidos de la NTF está limitada solamente a la planta de energía eólica en la que se lleva a cabo la medición.

(III) Cálculo de la curva de potencia del aerogenerador de turbina:

Se calcula una curva de medición de la potencia del aerogenerador de turbina evaluado gracias a la velocidad corregida del viento en la góndola y a la potencia de salida del aerogenerador de turbina, determinándose si el valor k de la curva de garantía del aerogenerador de turbina evaluado puede alcanzar un valor garantizado por el fabricante. Los datos para el cálculo utilizan una media durante 10 minutos, y solamente se consideran los datos del sector libre de la influencia de la estela de los flujos de los otros aerogeneradores de turbina que están funcionando y de los obstáculos.

Todos los datos medidos deben ser normalizados a la densidad del aire al nivel del mar y con referencia a una densidad atmosférica estándar ISO (1.225 kg/m³), la potencia de salida de un aerogenerador de turbina de paso fijo y velocidad fija del puesto de regulación debe ser normalizada de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$P_n = P_{10\min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \quad (2),$$

en la fórmula:

P_n es la potencia de salida normalizada,

$P_{10\min}$ es una media de la medición de la potencia durante 10 minutos, y

ρ_0 es la densidad estándar del aire.

La densidad del aire puede ser obtenida a partir de la temperatura del aire y de la presión del aire según la fórmula siguiente:

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R_0 \cdot T_{10\min}} \quad (3),$$

en la fórmula:

$\rho_{10\min}$ es la densidad media del aire durante 10 minutos,

$T_{10\min}$ es la temperatura media absoluta del aire durante 10 minutos,

$B_{10\min}$ es la presión media del aire durante 10 minutos, y

R_0 es una constante del gas de 287,05 J/(kg×K) del aire seco.

Notas: las medias durante 10 minutos de la temperatura del aire y de la presión del aire son emitidas habitualmente desde el patrón de control de los datos de funcionamiento del aerogenerador de turbina, y si no pueden ser obtenidas a partir del patrón de control de los datos de funcionamiento se pueden utilizar asimismo los datos de la temperatura del aire y de la presión del aire medidos en otra posición en la misma planta de energía eólica; y si no existen datos medidos de la presión del aire, se puede utilizar un valor de la presión del aire facilitado en el documento del proyecto técnico de licitación de la planta de energía eólica, o bien pueden calcular los datos de la presión del aire a partir de la altura.

En lo que se refiere a la potencia activa controlada de un aerogenerador de turbina, la velocidad del viento debe ser normalizada de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$V_n = V_{10 \text{ min}} \left(\frac{\rho_{10 \text{ min}}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (4),$$

en la fórmula:

V_n es la velocidad normalizada del viento, y

$V_{10 \text{ min}}$ es la velocidad media del viento medida durante 10 minutos.

5

La curva de medición de la potencia se determina mediante la aplicación de un "procedimiento de intervalo" a un conjunto de datos normalizados, y concretamente, se obtiene calculando una media de la velocidad normalizada del viento y una media normalizada de la salida de potencia de cada intervalo de velocidad del viento a intervalos de 0,5 m/s según las fórmulas siguientes:

10

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (5)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (6),$$

en las fórmulas:

V_i es una velocidad media normalizada del viento de un intervalo i ,

15

$V_{n,i,j}$ es una velocidad normalizada del viento de un conjunto j del intervalo i ,

P_i es la media normalizada de la potencia de salida del intervalo i ,

$P_{n,i,j}$ es la media normalizada de la potencia de salida del conjunto j del intervalo i , y

N_i es el número de conjuntos en el intervalo i durante 10 minutos.

20

La AEP es estimada mediante la aplicación de la curva de potencia a una distribución de frecuencia de diferentes velocidades de referencia del viento, las distribuciones de frecuencia de las velocidades del viento pueden elegir datos de los recursos de viento a la altura del cubo proporcionados por el documento de proyecto técnico de licitación de la planta de energía eólica, y se puede adoptar asimismo una distribución de Rayleigh totalmente igual a una distribución de Weibull con un parámetro de forma de 2 como distribución de frecuencia de las velocidades del viento de referencia (tal como se muestra en la fórmula 8). La AEP medida (valor medido de la AEP) se obtiene mediante la curva de medición de la potencia; y la AEP garantizada (valor garantizado de la AEP) se obtiene mediante una curva de potencia garantizada por contrato.

25

30

La AEP puede ser estimada de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (7),$$

en la fórmula:

35

AEP es la Producción Anual de Energía,

N_h es el número de horas del año, y es aproximadamente de 8760 horas,

N es el número de intervalos,

V_i es la velocidad media normalizada del viento del intervalo i , y

P_i es la potencia media normalizada de salida del intervalo i .

Además:

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (8),$$

en la fórmula:

- 5 $F(V)$ es una función acumulativa de probabilidades de Rayleigh de la velocidad del viento,
 V_{ave} es la velocidad anual media del viento a la altura del cubo, y
 V es la velocidad del viento.

Se realiza el ajuste de inicialización de la suma: V_{i-1} es igual a $V_i - 0.5m/s$, y P_{i-1} es igual a 0,0 kW.

- 10 Los datos de recursos eólicos a la altura del cubo, que vienen facilitados en el documento de proyecto técnico de licitación de la planta de energía eólica, son elegidos para la velocidad media anual del viento a la altura del cubo.

- 15 Valor de la curva de garantía de potencia $k = (AEP - \text{valor medido} / AEP - \text{valor garantizado}) \times 100\%$ (9)

- 20 La figura 5 es un diagrama de la estructura de un dispositivo de evaluación del rendimiento energético de un aerogenerador de turbina según una realización de la invención. Tal como se muestra en la figura 5, el dispositivo incluye:

una unidad de verificación -51- configurada para verificar los datos de funcionamiento del patrón de control del aerogenerador de turbina;

- 25 una unidad de corrección -52- configurada para corregir los datos de la velocidad del viento en la góndola; y

- 30 una unidad de cálculo -53- configurada para calcular la curva de potencia del aerogenerador de turbina y la curva de potencia del valor de garantía, y obtener el resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.

La unidad de verificación -51- está configurada además para ejecutar el siguiente proceso de:

- 35 obtener datos de salida del funcionamiento del patrón de control mediante un sistema de patrón de control del aerogenerador de turbina como datos teóricos, incluyendo los datos de funcionamiento del patrón de control una velocidad del viento en la góndola y una señal de salida de potencia;

- 40 verificar si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de medición;

si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de medición, corregir los datos de la velocidad del viento en la góndola; y

- 45 si los datos de funcionamiento del patrón de control no son los mismos que los datos prácticos de medición, comprobar la entrada y la salida de la señal del controlador del aerogenerador de turbina, y controlar el sistema del patrón de control para corregir la señal del controlador del aerogenerador de turbina.

La unidad de corrección -52- está además configurada para ejecutar el siguiente proceso de:

determinar si se ha obtenido una NTF certificada,

5

si se ha obtenido una NTF certificada, corregir directamente los datos de la velocidad del viento en la góndola gracias a la NTF certificada;

10

si no se ha obtenido una NTF certificada, seleccionar un aerogenerador de turbina típico de la planta de energía eólica;

15

disponer una torre anemométrica dentro de un margen de dos a cuatro veces el diámetro de la turbina del aerogenerador de turbina típico, y medir las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento en la torre anemométrica;

20

calcular las medias de la velocidad del viento medida y de los datos de la señal de la dirección del viento durante 2 minutos, siendo la velocidad del viento en la góndola una variable independiente y siendo la velocidad del viento medida una variable dependiente, dividiendo el margen de velocidad del viento en intervalos continuos de acuerdo con la velocidad del viento en la góndola, los intervalos continuos se consiguen de la manera siguiente: las velocidades del viento de múltiplos enteros de 0,5 m/s son utilizadas como centros, y dos intervalos continuos dentro de un margen de 0,25 m/s son marcados a los lados izquierdo y derecho de los centros, incluyendo los datos en los intervalos velocidades del viento que están comprendidas entre 1 m/s más bajas que la velocidad de corte del viento y 1,5 veces la velocidad del viento correspondiente al 85% de la potencia nominal del aerogenerador de turbina, y cuando existan, al menos, tres datos en cada intervalo, obtener una NTF representada por medio de una función matemática basada en el intervalo mediante ajuste, siendo la NTF una función en la que las velocidades del viento en la góndola en cada intervalo son utilizadas como velocidades del viento medidas; y

30

calcular la velocidad del flujo libre de aire.

La unidad de cálculo -53- está configurada además para ejecutar el siguiente proceso de:

35

calcular una curva de medición de la potencia y una curva del valor de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina evaluado, según la velocidad corregida del viento en la góndola y de la potencia de salida del aerogenerador de turbina; y

40

determinar si el valor de la curva de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina evaluado alcanza un valor garantizado por el fabricante, y obtener el resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.

45

Durante una aplicación práctica, una función realizada por cada unidad en el dispositivo de evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina puede ser llevada a cabo mediante una CPU (*Central Processing Unit*, Unidad Central de Procesamiento), o por una MPU (*Micro Processor Unit*, Unidad de microprocesador), o por un DSP (*Digital Signal Processor*, Procesador de señales digitales), o por una FPGA (*Field Programmable Gate Array*, Matriz de puertas programables) o similar situada en un dispositivo de optimización próximo.

50

Cuando el dispositivo de evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina de la realización de la invención es puesto en práctica en la forma de un módulo de función de software y es vendido o utilizado como un producto independiente, puede ser guardado asimismo en un medio de almacenamiento que puede ser leído mediante ordenador. En

base a dicha comprensión, la solución técnica de la realización de la invención (o de partes que contribuyen a una técnica convencional) pueden ser realizadas en forma de un producto de software, y dicho producto de software informático es guardado en un medio de almacenamiento que incluye una serie de instrucciones configuradas para permitir que un
5 equipo informático (que puede ser un ordenador personal, un servidor, un equipo de red, o similar) ejecute todas o parte de las etapas del procedimiento en cada realización de la invención. El medio de almacenamiento antes mencionado incluye: varios medios capaces de almacenar códigos de programación, tales como un disco U, un disco duro móvil, una memoria ROM (memoria de solo lectura), un disco magnético o un disco óptico. Por lo tanto,
10 las realizaciones de la invención no están limitadas a cualquier combinación específica de hardware y software.

En consecuencia, las realizaciones de la invención proporcionan además un medio de almacenamiento en el que está guardado un programa informático, estando configurado el
15 programa informático para ejecutar el procedimiento de evaluación para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina de las realizaciones de la invención.

Las realizaciones anteriores han sido elegidas no para limitar, sino solamente para describir las soluciones técnicas de la invención. Aunque la invención ha sido descrita haciendo
20 referencia a las realizaciones antes mencionadas en detalle, los expertos en la materia pueden todavía realizar modificaciones o sustituciones equivalentes a los modos específicos de puesta en práctica de la invención, y cualesquiera modificaciones o sustituciones equivalentes realizadas sin apartarse del espíritu y del alcance de la invención están comprendidas dentro del alcance de protección de las reivindicaciones de la invención.

25

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento de evaluación del rendimiento energético de un aerogenerador de turbina, elegido para evaluar el rendimiento energético de un aerogenerador de turbina en una
5 planta de energía eólica, caracterizado por que el aerogenerador de turbina está conectado a un sistema patrón de control del aerogenerador de turbina y a un controlador del aerogenerador de turbina para evaluar el rendimiento energético del aerogenerador de turbina, comprendiendo el procedimiento:
10 una etapa (1) de verificación de los datos de funcionamiento del patrón de control del aerogenerador;
una etapa (2) de corrección de los datos de la velocidad del viento en la góndola; y
15 una etapa (3) de cálculo de la curva de potencia de un aerogenerador de turbina y un valor de la curva de garantía de la potencia, y la obtención del resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina,
en el que la etapa (2) de corrección de los datos de la velocidad del viento en la góndola
20 comprende:
una etapa (2-1) de determinación de si se ha obtenido una función de transferencia certificada de la góndola;
25 si se ha obtenido una función de transferencia certificada de la góndola, se corrigen directamente los datos de la velocidad del viento en la góndola gracias a la función de transferencia certificada de la góndola;
si no se ha obtenido una función de transferencia certificada de la góndola, se ejecuta una
30 etapa (2-2) de selección de un aerogenerador de turbina típico de la planta de energía eólica;
una etapa (2-3) de disposición de una torre anemométrica dentro de un margen de dos a
35 cuatro veces el diámetro de la turbina eólica del aerogenerador de turbina típico, y se miden las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento en la torre anemométrica;
una etapa (2-4) de cálculo de una media de los datos de las señales medidas de la
40 velocidad del viento y de la dirección del viento durante 2 minutos, siendo la velocidad del viento en la góndola una variable independiente y siendo la velocidad medida del viento una variable dependiente, dividiendo una gama de velocidades del viento en intervalos continuos de acuerdo con la velocidad del viento en la góndola, los intervalos continuos se consiguen de la forma siguiente: las velocidades del viento en múltiplos enteros de 0,5 m/s son utilizadas como centros, y dos intervalos continuos de un margen de 0,25 m/s son marcados en los lados izquierdo y derecho de los centros, los datos en los intervalos comprenden
45 velocidades del viento que están comprendidas entre 1 m/s más bajas que la velocidad de corte del viento y 1,5 veces la velocidad del viento correspondiente al 85% de la potencia nominal del aerogenerador de turbina, y cuando existan, al menos, tres datos en cada intervalo, se obtiene una función de transferencia de la góndola representada por medio de una función matemática basada en intervalos mediante ajustes, siendo la función de
50 transferencia de la góndola una función en la que las velocidades del viento en la góndola en cada intervalo son utilizadas como velocidades del viento medidas; y
una etapa (2-6) de cálculo de la velocidad del flujo libre del aire, y

en el que el cálculo de la velocidad del flujo libre del aire comprende:

calcular la velocidad V_{free} del flujo libre del aire que es estimada mediante la velocidad medida del viento en la góndola y la velocidad del viento en la torre anemométrica y es corregida teniendo en cuenta la distorsión del flujo de aire producida por el terreno de acuerdo con la función de transferencia de la góndola:

$$V_{free} = \frac{V_{m,i+1} - V_{m,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} \times (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{m,i}$$

en que $V_{nacelle}$ es la velocidad del viento en la góndola en cada intervalo, V_m es la velocidad del viento medida, $V_{nacelle,i}$ y $V_{nacelle,i+1}$ son las medias del intervalo de las velocidades del viento en la góndola, en un intervalo i y un intervalo $i+1$ respectivamente, y son obtenidas mediante la función de transferencia de la góndola, $V_{m,i}$ y $V_{m,i+1}$ son las medias del intervalo de las velocidades del viento en la torre anemométrica en el intervalo i y en el intervalo $i+1$ respectivamente, y son obtenidas mediante la función de transferencia de la góndola, y $V_{nacelle}$ es un valor medido en el anemómetro de la góndola y está configurada para estimar la velocidad del flujo libre del aire.

2. Procedimiento, según la reivindicación 1, en el que la etapa (1) de verificación de los datos de funcionamiento del patrón de control del aerogenerador de turbina comprende:

una etapa (1-1) de emisión, mediante el sistema patrón de control del aerogenerador de turbina, de los datos de funcionamiento del patrón de control utilizados como datos teóricos, comprendiendo los datos de funcionamiento del patrón de control la velocidad del viento en la góndola y una señal de salida de potencia;

una etapa (1-2) de verificación de si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de medición;

si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de medición, se corrigen los datos de la velocidad del viento en la góndola; y

si los datos de funcionamiento del patrón de control no son los mismos que los datos prácticos de medición, se ejecuta una etapa (1-3) de comprobación de la entrada y salida de una señal del controlador del aerogenerador de turbina, y se controla el sistema del patrón de control para corregir la señal del controlador del aerogenerador de turbina.

3. Procedimiento, según la reivindicación 1, en el que la medición de las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento en la torre anemométrica comprende:

montar un anemómetro de copa y una veleta en la torre anemométrica y medir, mediante el anemómetro de copa y la veleta, las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento;

o bien, montar un lidar en la torre anemométrica y medir, mediante el lidar, las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento.

4. Procedimiento, según la reivindicación 1, en el que la etapa (3) de cálculo de la curva de potencia del aerogenerador de turbina y de la curva de garantía del valor de la potencia y la obtención del resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de

turbina, comprende:

una etapa (3-1) de cálculo de la curva de medición de la potencia y del valor de garantía de la curva de potencia del aerogenerador de turbina evaluado según la velocidad corregida del viento en la góndola y la potencia de salida del aerogenerador de turbina; y

una etapa (3-2) de determinación de si el valor de la curva de garantía de la potencia alcanza un valor garantizado por el fabricante y de obtención del resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.

5. Procedimiento, según la reivindicación 4, en el que el cálculo de la curva de medición de la potencia y del valor de la curva de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina, evaluado según la velocidad corregida del viento en la góndola y la potencia de salida del aerogenerador de turbina, comprende:

la normalización de todos los datos medidos a la densidad del aire al nivel del mar, y la normalización de la potencia de salida de un aerogenerador de turbina de paso fijo y velocidad fija del puesto de regulación según una norma de la Organización Internacional de Normalización (ISO) a la densidad atmosférica:

$$P_n = P_{10\min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}},$$

en que P_n es la potencia de salida normalizada, $P_{10\min}$ es la media de la potencia medida durante 10 minutos, ρ_0 es la densidad normal del aire, y $\rho_{10\min}$ es la densidad media del aire durante 10 minutos,

en que $\rho_{10\min}$ es:

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R_0 \cdot T_{10\min}},$$

en que $T_{10\min}$ es la media de la temperatura absoluta del aire durante 10 minutos, $B_{10\min}$ es la presión media del aire durante 10 minutos, y R_0 es una constante del gas de 287.05 J/(kg×K) del aire seco;

la normalización de la velocidad del viento de un aerogenerador de turbina de potencia activa controlada:

$$V_n = V_{10\min} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3},$$

en que V_n es la velocidad del viento normalizada, y $V_{10\min}$ es la media de la velocidad del viento medida durante 10 minutos;

el cálculo de la velocidad media normalizada del viento V_i y la potencia media de salida P_i del intervalo i que son:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j}$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j},$$

en que $V_{n,i,j}$ es la velocidad normalizada del viento de un conjunto j del intervalo i, $P_{n,i,j}$ es la potencia media normalizada de salida del conjunto j del intervalo i, y N_i es el número de conjuntos en el intervalo i durante 10 minutos;

la obtención de la Producción Anual de Energía (AEP) mediante la curva de medición de la potencia, obteniendo la producción garantizada de energía mediante una curva de potencia garantizada por contrato, y estimando la producción anual de energía, AEP, según la fórmula siguiente:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right),$$

en que N_h es el número de horas en un año que es aproximadamente de 8760 horas, N es el número de los intervalos, y $F(V)$ es una función de la distribución de probabilidad acumulativa de Rayleigh de la velocidad del viento,

en que $F(V)$ es:

$$F(V) = 1 - \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}} \right)^2 \right),$$

en que V_{ave} es la velocidad media anual del viento a la altura del cubo, y V es la velocidad del viento;

la realización del ajuste de inicialización de la suma:

se ajusta V_{i-1} igual a $V_i - 0.5 m/s$, y se ajusta P_{i-1} igual a 0,0 kW; y

la elección de los datos de los recursos eólicos a la altura del cubo que se facilita en el documento del proyecto técnico de licitación de la planta de energía eólica, como la velocidad media anual del viento a la altura del cubo, y la obtención del valor k de la curva de garantía de la potencia:

$$k = (AEP - \text{valor medido} / AEP - \text{valor garantizado}) \times 100\%$$

6. Dispositivo de evaluación del rendimiento energético de un aerogenerador de turbina, que comprende:

una unidad de verificación (51), configurada para verificar los datos de funcionamiento del patrón de control del aerogenerador de turbina;

una unidad de corrección (52) configurada para corregir los datos de la velocidad del viento en la góndola; y

una unidad de cálculo (53) configurada para calcular la curva de potencia de un aerogenerador de turbina y un valor de garantía de la curva de potencia, y obtener un resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina,

en el que la unidad de corrección (52) está configurada además para ejecutar el proceso

siguiente de:

determinar si se ha obtenido una función certificada de transferencia de la góndola;

5 si se ha obtenido una función certificada de transferencia de la góndola, corregir directamente los datos de la velocidad del viento en la góndola gracias a la función certificada de transferencia de la góndola;

10 si no se ha obtenido una función certificada de transferencia de la góndola, seleccionar un aerogenerador de turbina típico de la planta de energía eólica;

disponer una torre anemométrica dentro de un margen de dos a cuatro veces el diámetro de la turbina eólica del aerogenerador de turbina típico, y medir las señales de la velocidad del viento y de la dirección del viento en la torre anemométrica;

15 calcular la media de los datos de la velocidad medida del viento y de la señal de la dirección del viento durante 2 minutos, siendo la velocidad del viento en la góndola una variable independiente y siendo la velocidad medida del viento una variable dependiente, dividiendo la gama de velocidades del viento en intervalos continuos de acuerdo con la velocidad del
20 viento en la góndola, consiguiéndose los intervalos continuos de la forma siguiente: las velocidades del aire en enteros múltiplos de 0,5 m/s son utilizadas como centros y se marcan dos intervalos continuos dentro de un margen de 0,25 m/s a los lados izquierdo y derecho de los centros, comprendiendo los datos en los intervalos velocidades del viento que están comprendidas entre 1 m/s más bajas que la velocidad de corte del viento y 1,5
25 veces la velocidad del viento correspondiente al 85% de la potencia nominal del aerogenerador de turbina, y cuando existen, al menos tres datos en cada intervalo, obtener una función de transferencia de la góndola representada por medio de una función matemática basada en un intervalo mediante ajustes, siendo la función de transferencia de la góndola una función en la que las velocidades del viento en la góndola en cada intervalo
30 son utilizadas como velocidades del viento medidas; y

calcular la velocidad del flujo libre del aire, y

en el que el cálculo de la velocidad del flujo libre del aire comprende:

35 calcular la velocidad V_{free} del flujo libre del aire que es estimada mediante la velocidad medida del viento en la góndola y la velocidad del viento en la torre anemométrica y es corregida teniendo en cuenta la distorsión del flujo de aire producida por el terreno de acuerdo con la función de transferencia de la góndola:

$$40 \quad V_{free} = \frac{V_{m,i+1} - V_{m,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} \times (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{m,i},$$

en que $V_{nacelle}$ es la velocidad del viento en la góndola en cada intervalo, V_m es la velocidad del viento medida, $V_{nacelle,i}$ y $V_{nacelle,i+1}$ son las medias del intervalo de las velocidades del viento en la góndola, en un intervalo i y un intervalo i+1 respectivamente, y son obtenidas mediante la función de transferencia de la góndola, $V_{m,i}$ y $V_{m,i+1}$ son las medias del intervalo
45 de las velocidades del viento en la torre anemométrica en el intervalo i y en el intervalo i+1 respectivamente, y son obtenidas mediante la función de transferencia de la góndola, y $V_{nacelle}$ es un valor medido en el anemómetro de la góndola y está configurada para estimar la velocidad del flujo libre del aire.

7. Dispositivo, según la reivindicación 6, en el que la unidad de verificación (51) está configurada además para ejecutar el proceso siguiente de:

5 obtención de los datos de salida del funcionamiento del patrón de control mediante un sistema de patrón de control del aerogenerador de turbina como datos teóricos, comprendiendo los datos de funcionamiento del patrón de control la velocidad del viento en la góndola y una señal de salida de potencia;

10 verificación de si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de medición;

si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de medición, corregir los datos de la velocidad del viento en la góndola; y

15 si los datos de funcionamiento del patrón de control no son los mismos que los datos prácticos de medición, comprobar la entrada y la salida de una señal del controlador del aerogenerador de turbina, y controlar el sistema del patrón de control para corregir la señal del controlador del aerogenerador de turbina.

20 8. Dispositivo, según la reivindicación 6, en el que la unidad de cálculo (53) está configurada además para ejecutar el proceso siguiente de:

25 calcular una curva de medición de la potencia y un valor de la curva de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina evaluado, de acuerdo con la velocidad corregida del viento en la góndola y la potencia de salida del aerogenerador de turbina; y

30 determinar si el valor de la curva de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina evaluado alcanza un valor garantizado por el fabricante, y obtener el resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.

35 9. Medio de almacenamiento, en el que está almacenada una instrucción ejecutable por ordenador, caracterizado por que la instrucción ejecutable por el ordenador está configurada para ejecutar el procedimiento de evaluación del rendimiento energético de un aerogenerador de turbina según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5.

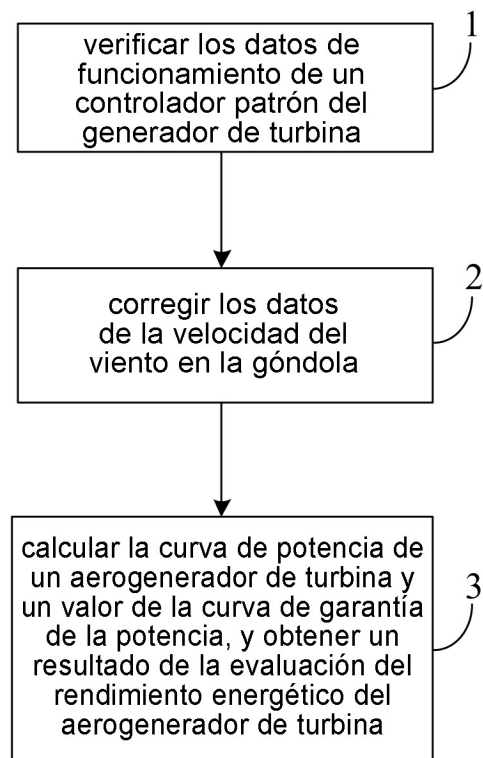


FIG. 1

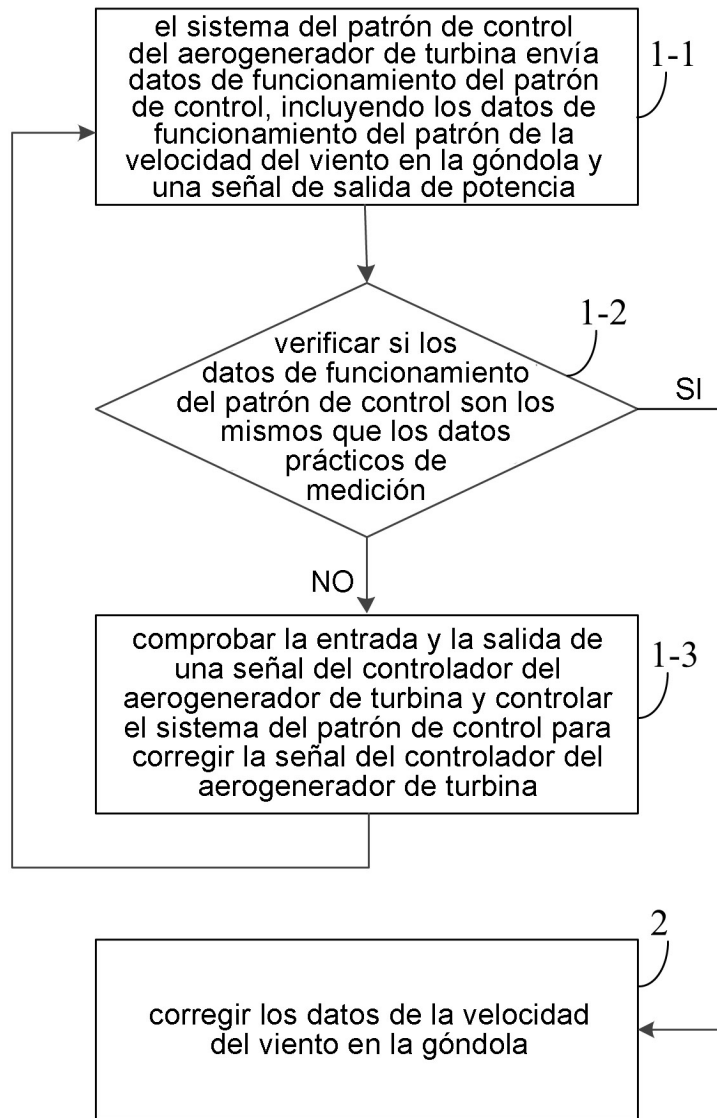


FIG. 2

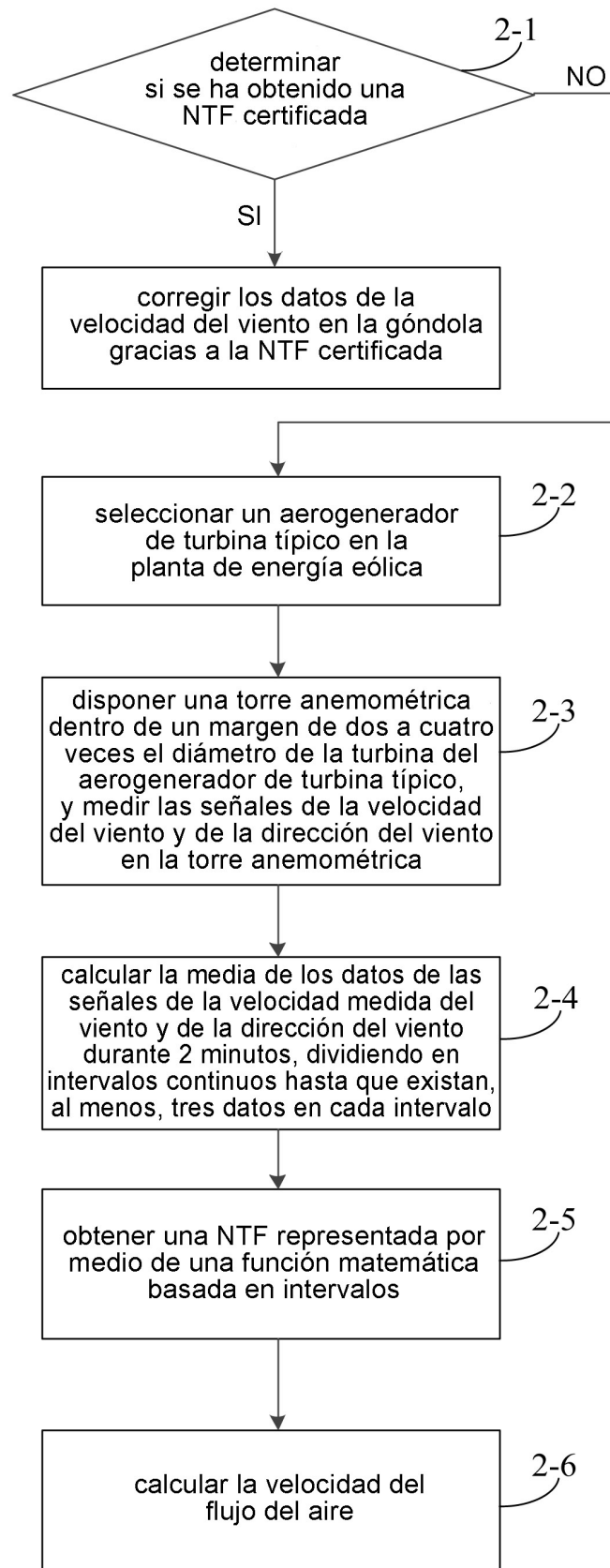


FIG. 3

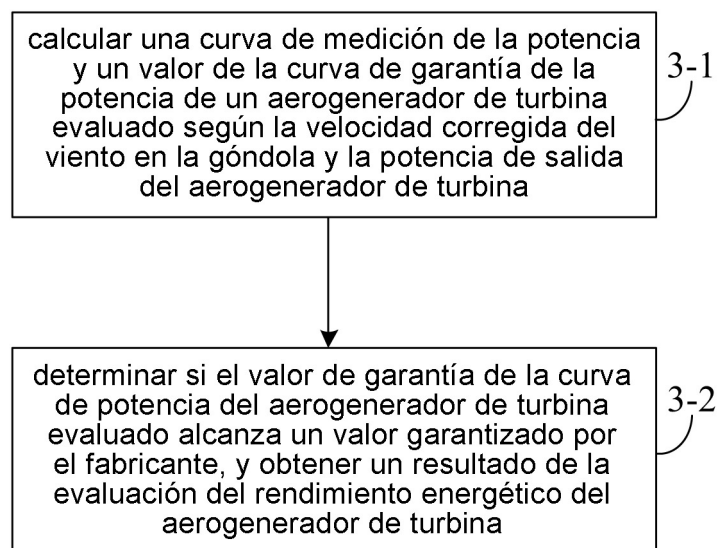


FIG. 4

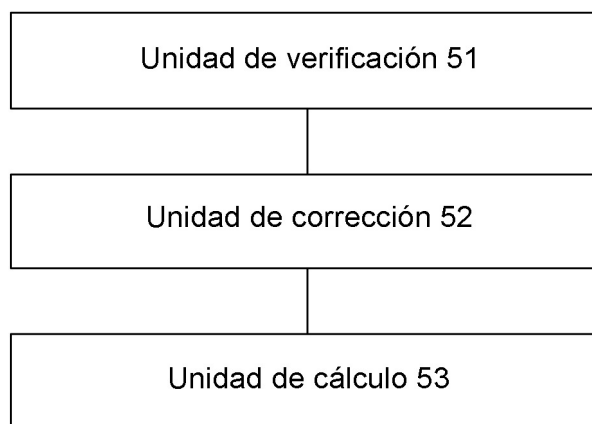


FIG. 5



- ②① N.º solicitud: 201890039
②② Fecha de presentación de la solicitud: 30.06.2016
③② Fecha de prioridad: **02-12-2015**

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TÉCNICA

⑤① Int. Cl.: Ver Hoja Adicional

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	⑤⑥ Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
X Y A	de Andrade Vieira Rodrigo J; Sanz-Bobi Miguel A . POWER CURVE MODELLING OF A WIND TURBINE FOR MONITORING ITS BEHAVIOUR. 2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), , 22/11/2015, Páginas 1052-1057, <DOI: 10.1109/ICRERA.2015.7418571>	1-2, 6, 8-12 3,4 5,7
Y	CN 104794347 A (CHINA DATANG CORP RENEWABLE POWER CO LTD) 22/07/2015, Base de datos EPODOC, recuperado de EPOQQUE PN CN 104794347 Resumen y figuras	3,4
X Y A	Simon Gill; Bruce Stephen; Stuart Galloway . WIND TURBINE CONDITION ASSESSMENT THROUGH POWER CURVE COPULA MODELING . IEEE Transactions on Sustainable Energy, , 01/01/2012, Vol. 3, Nº 1, Páginas 94-101, 1949-3029 , <DOI: 10.1109/TSTE.2011.2167164 >	1-2, 6, 8-12 3,4 5,7

Categoría de los documentos citados

X: de particular relevancia

Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría

A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita

P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud

E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

☒ para todas las reivindicaciones

☐ para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe
11.02.2019

Examinador
L. J. García Aparicio

Página
1/6



- ②① N.º solicitud: 201890039
②② Fecha de presentación de la solicitud: 30.06.2016
③② Fecha de prioridad: **02-12-2015**

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TÉCNICA

⑤① Int. Cl.: Ver Hoja Adicional

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	⑤⑥ Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
A	Purwadi Agus; Ikhsan M; Hariyanto Nanang; Heryana Nana; Haroen Yanuarsyah . WIND SPEED CALCULATION BY USING ELECTRICAL OUTPUT AND WIND TURBINE POWER CURVE . 2013 International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), , 07/10/2013, Páginas 420-423, ISBN 978-1-4799-0423-5 ; ISBN 1-4799-0423-6 , <DOI: 10.1109/ICITEED.2013.6676279>	1-12
Categoría de los documentos citados X: de particular relevancia Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría A: refleja el estado de la técnica O: referido a divulgación no escrita P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud		
El presente informe ha sido realizado ☒ para todas las reivindicaciones ☐ para las reivindicaciones nº:		
Fecha de realización del informe 11.02.2019	Examinador L. J. García Aparicio	Página 2/6

CLASIFICACIÓN OBJETO DE LA SOLICITUD

G06F19/00 ()

F03D17/00 (2016.01)

G01P5/06 (2006.01)

G01P5/26 (2006.01)

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

G06F, F03D, G01P

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC

Fecha de Realización de la Opinión Escrita: 11.02.2019

Declaración

Novedad (Art. 6.1 LP 11/1986)	Reivindicaciones 3-11	SI
	Reivindicaciones 1,2	NO
Actividad inventiva (Art. 8.1 LP11/1986)	Reivindicaciones 5,7	SI
	Reivindicaciones 1-4,6,8-11	NO

Se considera que la solicitud cumple con el requisito de aplicación industrial. Este requisito fue evaluado durante la fase de examen formal y técnico de la solicitud (Artículo 31.2 Ley 11/1986).

Base de la Opinión.-

La presente opinión se ha realizado sobre la base de la solicitud de patente tal y como se publica.

1. Documentos considerados.-

A continuación se relacionan los documentos pertenecientes al estado de la técnica tomados en consideración para la realización de esta opinión.

Documento	Número Publicación o Identificación	Fecha Publicación
D01	de Andrade Vieira Rodrigo J; Sanz-Bobi Miguel A . POWER CURVE MODELLING OF A WIND TURBINE FOR MONITORING ITS BEHAVIOUR . 2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), , Páginas 1052-1057, <DOI: 10.1109/ICRERA.2015.7418571>	22.11.2015
D02	CN 104794347 A (CHINA DATANG CORP RENEWABLE POWER CO LTD)	22.07.2015
D03	Simon Gill; Bruce Stephen; Stuart Galloway . WIND TURBINE CONDITION ASSESSMENT THROUGH POWER CURVE COPULA MODELING . IEEE Transactions on Sustainable Energy, , Vol. 3, Nº 1, Páginas 94-101, ISSN 1949-3029 , <DOI: 10.1109/TSTE.2011.2167164 >	01.01.2012
D04	Purwadi Agus; Ikhsan M; Hariyanto Nanang; Heryana Nana; Haroen Yanuarsyah . WIND SPEED CALCULATION BY USING ELECTRICAL OUTPUT AND WIND TURBINE POWER CURVE . 2013 International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), , Páginas 420-423, ISSN ISBN 978-1-4799-0423-5 ; ISBN 1-4799-0423-6 , <DOI: 10.1109/ICITEED.2013.6676279 >	07.10.2013

2. Declaración motivada según los artículos 29.6 y 29.7 del Reglamento de ejecución de la Ley 11/1986, de 20 de marzo, de Patentes sobre la novedad y la actividad inventiva; citas y explicaciones en apoyo de esta declaración

EL documento D1 se considera representa el estado de la técnica más cercano al objeto de la invención que busca establecer una evaluación de las características de potencia de turbinas eólicas y comprende de manera implícita o explícita los pasos de:

1. Verificación de los datos del funcionamiento del patrón de control del aerogenerador
2. Corrección de los datos de la velocidad del viento de la góndola
3. Cálculo de la curva de potencia y un valor de la curva de garantía de la potencia y obtención del resultado de la evaluación del rendimiento energético del aerogenerador de turbina.

Por lo tanto la materia de esta reivindicación carece de novedad según lo establecido en el Art 6.1 de la Ley 11/86.

Reivindicación 2

Igualmente sucede con la reivindicación 2 en la que en el documento D1 se divulga de manera implícita que cuenta con una etapa de emisión, de los datos de funcionamiento del patrón de control utilizados como datos teóricos y una etapa de verificación de si los datos de funcionamiento del patrón de control son los mismos que los datos prácticos de medición.

Por lo tanto la materia de esta reivindicación carece de novedad según lo establecido en el Art 6.1 de la Ley 11/86.

Reivindicación 3

En el documento D1 no se hace mención alguna a la obtención de una función de transferencia certificada de la góndola, hecho que si ocurre en D2 donde se divulga que comprende las etapas de:

- una etapa de determinación de si se ha obtenido una función de transferencia certificada de la góndola
- si se ha obtenido una función de transferencia certificada de la góndola, se corrigen directamente los datos de la velocidad del viento
- si no se ha obtenido una función de transferencia certificada de la góndola, se ejecuta una etapa de selección de un aerogenerador de turbina típico de la planta de energía eólica;
- una etapa de disposición de una torre anemométrica
- una etapa de cálculo de una media de los datos de las señales medidas de la velocidad del viento y de la dirección del viento durante un tiempo.

Los intervalos de tiempo específicos no son más que meras opciones alternativas que no producen efecto técnico alguno más allá del directamente esperado.

Por lo tanto, la materia de la esta reivindicación no contaría con actividad inventiva en el sentido establecido en el Art 8.1 de LP 11/86.

Reivindicación 4

En el documento D3 se monta un anemómetro, por lo que tampoco contaría con actividad inventiva la reivindicación 4.

Reivindicación 6

En el documento D1 de manera implícita o sería evidente para un técnico en la materia las etapas de: una etapa (3-1) de cálculo de la curva de medición de la potencia y de la curva del valor de garantía de la potencia del aerogenerador de turbina

; y una etapa (3-2) de determinación de si el valor de la curva de garantía de la potencia alcanza un valor garantizado por el fabricante.

Por lo tanto, la materia de la esta reivindicación no contaría con actividad inventiva en el sentido establecido en el Art 8.1 de LP 11/86.

Reivindicaciones 5, 7

Ninguno de los documentos divulga EL cálculo de la velocidad del flujo libre del aire que es estimada mediante la velocidad medida del viento en la góndola y la velocidad del viento en la torre anemométrica de la manera indicada.

Tampoco la materia de la reivindicación 7 se divulga en los documentos citados.

Por lo tanto la materia de estas reivindicaciones contaría con novedad según lo establecido en el Art 6.1 de la LP11/86.

Gracias a la forma concreta en que se llevan a cabo los cálculos se asegura la evaluación de manera económica y eficiente de la curva de rendimiento energético del aerogenerador, además de asegurar la eficiencia de medición y control del tiempo de medición.

En consecuencia la materia de estas reivindicaciones contaría con actividad inventiva según lo establecido en el Art 8.1 de la LP11/86.

Reivindicaciones 8 a 11

Los documentos citados de manera implícita o bien es evidente para un técnico en la materia divulgarían un dispositivo que posee un unidad de verificación, de cálculo y de corrección, preparados para ejecutar los procesos reivindicados.

Por lo tanto la materia de estas reivindicaciones carecería de actividad inventiva según lo establecido en el Art 8.1 de la LP 11/86.

Reivindicación 12 si se hace depender de cualquiera de las reivindicaciones afectadas en sus criterios de patentabilidad carecería de novedad y/o actividad inventiva.