

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 636 640**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.01.2014** **E 14150300 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.06.2017** **EP 2762720**

54 Título: **Procedimiento de optimización del funcionamiento de una turbina eólica**

30 Prioridad:

09.01.2013 US 201313737406

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

06.10.2017

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**GOPALAN, SIMI y
SINGH, ANOOP**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 636 640 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Procedimiento de optimización del funcionamiento de una turbina eólica

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

En general, una turbina eólica incluye una turbina que tiene un rotor que incluye un conjunto de cubo rotativo que tiene múltiples palas. Las palas transforman la energía eólica en un par de rotación mecánico que acciona uno o más generadores por medio del rotor. Los generadores están acoplados rotacionalmente al rotor a veces, pero no siempre, por medio de una caja de engranajes. La caja de engranajes aumenta la velocidad de rotación inherentemente baja del rotor para que el generador convierta eficientemente la energía mecánica rotacional en energía eléctrica, la cual es alimentada a una red eléctrica por medio de al menos una conexión eléctrica. También existen turbinas eólicas de transmisión directa sin engranajes. El rotor, el generador, la caja de engranajes y otros componentes están montados típicamente dentro de una carcasa, o góndola, que se encuentra dispuesta encima de una base que puede ser una cercha o una torre tubular.

Algunas configuraciones de turbinas eólicas incluyen generadores de inducción de doble alimentación (DFIG). Tales configuraciones pueden incluir también convertidores de potencia que se usan para convertir una frecuencia de potencia eléctrica generada a una frecuencia sustancialmente similar a la frecuencia de la red eléctrica. Además, tales convertidores, junto con el DFIG, también transmiten potencia eléctrica entre la red eléctrica y el generador, así como transmiten la potencia de excitación del generador a un rotor generador con arrollamientos desde una de las conexiones a la conexión de la red eléctrica. Alternativamente, algunas configuraciones de turbinas eólicas incluyen, pero no están limitadas a, tipos alternativos de generadores de inducción, generadores síncronos de imán permanente (PM) y generadores síncronos excitados eléctricamente y generadores de reluctancia conmutados. Estas configuraciones alternativas también pueden incluir convertidores de potencia que se utilizan para convertir las frecuencias como se ha descrito más arriba y transmitir potencia eléctrica entre la red eléctrica y el generador.

Una turbina eólica sólo puede extraer un cierto porcentaje de la potencia asociada con el viento, hasta el denominado "límite máximo de Betz" del 59%. Esta fracción se describe como el coeficiente de potencia. El valor del coeficiente de potencia real durante el funcionamiento es una función de la forma, de la velocidad del viento, de la velocidad de rotación y del paso de la turbina eólica específica. Suponiendo que todas las demás variables operacionales sean constantes, este coeficiente sólo tiene un punto máximo a una velocidad de viento fijada cuando se varía la velocidad de rotación. Por lo tanto, se conoce ajustar la velocidad de rotación del rotor de la turbina a este valor máximo, que se denomina en la presente memoria descriptiva como "velocidad de rotación óptima". De la velocidad de rotación se deriva directamente la relación de la velocidad de punta.

Las características del coeficiente de potencia se expresan normalmente con dependencia a la relación de la velocidad de punta λ (o TSR), que se define como:

$$\lambda = \frac{v_p}{v} = \frac{\Omega \cdot R}{v}$$

en la que v_p es la velocidad de punta de una o más palas de turbina, R es el radio del rotor de la turbina, Ω es la velocidad angular de la turbina rotacional y v es la velocidad del viento. La velocidad de rotación óptima para la máxima potencia de salida da como resultado una relación óptima de velocidad de punta λ_{max} o TSR_{max} . Las turbinas eólicas conocidas tienen una pluralidad de componentes mecánicos y eléctricos. Cada componente eléctrico y / o mecánico puede tener limitaciones de funcionamiento independientes o diferentes, tales como límites de corriente, de tensión, de potencia y / o de temperatura, de las de los otros componentes. Además, las turbinas eólicas conocidas suelen estar diseñadas y / o montadas con límites de potencia nominal predefinidos. Para operar dentro de tales límites de potencia nominal, los componentes eléctricos y / o mecánicos pueden ser operados con grandes márgenes para las limitaciones operativas. En consecuencia, muchas turbinas no funcionan con una relación óptima de velocidad de punta λ_{max} o TSR_{max} , si no a una relación de la velocidad de punta más baja. Esto es debido, entre otros factores, al hecho de que los márgenes de los componentes individuales se alcanzan típicamente para las condiciones de operación estándar que se toman en cuenta durante la fase de diseño de la turbina. Si las condiciones de funcionamiento son diferentes de las condiciones de diseño, la turbina puede funcionar con menos producción de potencia que la posible. Una operación de este tipo puede resultar en un funcionamiento ineficiente de la turbina eólica y la capacidad de generación de potencia de la turbina eólica puede ser subutilizada dependiendo de las condiciones de operación.

El documento US 2006/0273595 A1 es un ejemplo de la optimización de la potencia de la turbina eólica supervisando varios parámetros y manteniéndolos dentro de los límites del diseño. En un primer aspecto de acuerdo con la presente invención, se proporciona un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1 para optimizar el funciona-

miento de una turbina eólica que tiene un rotor con al menos una pala de rotor, una torre y un controlador de turbina eólica. En un segundo aspecto, se proporciona una turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 7. Varios aspectos, ventajas y características de la presente invención son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes, de la descripción y de los dibujos adjuntos.

5 La figura 1 es una vista en perspectiva de una parte de una turbina eólica ejemplar.

La figura 2 es una vista esquemática de un sistema eléctrico y de control adecuado para su uso con la turbina eólica que se muestra en la figura 1, de acuerdo con realizaciones.

La figura 3 es una vista esquemática de la relación entre la densidad del aire, la intensidad de la turbulencia y la relación de la velocidad de punta en una turbina eólica de acuerdo con las realizaciones.

10 La figura 4 es un diagrama esquemático de un procedimiento de acuerdo con las realizaciones.

La figura 5 es un diagrama esquemático de un procedimiento adicional de acuerdo con las realizaciones.

Se hará referencia a continuación en detalle a las diversas realizaciones, ilustrándose en cada figura uno o más ejemplos de las mismas. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación y no pretender ser una limitación. Por ejemplo, las características ilustradas o que se describen como parte de una realización se pueden usar sobre o en conjunto con otras realizaciones para proporcionar otras realizaciones adicionales. Se pretende que la presente descripción incluya tales modificaciones y variaciones.

Las realizaciones que se describen en la presente memoria descriptiva incluyen un sistema de turbina eólica con una producción media incrementada de la potencia eléctrica. Más específicamente, se incrementa la relación de la velocidad de punta en función de las condiciones de funcionamiento para mejorar la potencia media.

20 Tal como se utiliza en la presente memoria descriptiva, el término intensidad de turbulencia pretende ser representativo de un valor adquirido dividiendo la desviación estándar de las velocidades del viento medidas durante un cierto tiempo, por la propia velocidad del viento. Tal como se usa en la presente memoria descriptiva, el término "pala" pretende ser representativo de cualquier dispositivo que proporcione una fuerza reactiva cuando se encuentra en movimiento con relación a un fluido circundante. Tal como se utiliza en la presente memoria descriptiva, el término "turbina eólica" pretende ser representativo de cualquier dispositivo que genere energía rotacional a partir de la energía eólica y, más específicamente, convierte la energía cinética del viento en energía mecánica. Tal como se utiliza en la presente memoria descriptiva, el término "generador eólico" pretende ser representativo de cualquier turbina eólica que genera energía eléctrica de la energía rotacional generada de la energía eólica y, más específicamente, convierte la energía mecánica convertida de la energía cinética del viento en energía eléctrica.

30 En las realizaciones, una relación de la velocidad de punta (TSR) de la turbina eólica se cambia dependiendo de las condiciones ambientales, con el fin de aumentar la producción media de potencia eléctrica. Si la densidad del aire y la intensidad de la turbulencia son menores en el emplazamiento de la turbina eólica que los valores que se tuvieron en cuenta durante el diseño de la turbina, el controlador de la turbina eólica detecta esto y aumenta potencialmente la relación de la velocidad de punta aumentando un punto de consigna para la relación de la velocidad de punta en el controlador de turbina, con el fin de provocar un aumento en la producción media de potencia de la turbina. De este modo, se calcula una densidad del aire a partir de la altitud y de la temperatura medidas. Además, se calcula el valor de la intensidad de la turbulencia en base a la desviación estándar de la velocidad del viento y de la velocidad del viento calculada por un estimador. En base a la densidad de aire y la intensidad de la turbulencia calculadas, la relación de la velocidad de punta se cambia en base a una relación lineal entre las dos. Con el fin de mantenerse dentro de los límites de seguridad para esfuerzos mecánicos sobre los componentes de la turbina, también se realiza en el proceso una comprobación de los momentos de flexión en partes de la turbina. En particular, los momentos de fuera de plano se calculan a partir de la deformación de una pala de rotor, usando típicamente datos de los sensores de proximidad y datos de los sensores de la posición del rotor. Los momentos de fuera de plano calculados se comparan, por ejemplo utilizando una tabla de consulta proporcionada en la lógica del controlador de la turbina eólica. Además, se realiza una transformación rápida de Fourier (FFT) de los momentos de fuera de plano y también se compara con los datos almacenados previamente de los parámetros de la FFT, comprobando así si los valores de frecuencia y amplitud actuales son diferentes de los valores en una tabla de consulta. Si los momentos de fuera de plano se encuentran dentro de los límites predefinidos, el controlador de la turbina eólica cambia un punto de consigna para la relación de la velocidad de punta en base a la densidad del aire y a la intensidad de la turbulencia. Si la comparación con la tabla de búsqueda da como resultado que los valores absolutos para los momentos de flexión de fuera de plano estén cerca o por encima de los límites predefinidos, la relación de la velocidad de punta no cambia o puede reducirse para que se encuentre dentro de los límites. En las realizaciones, la densidad del aire también se puede derivar de mediciones de la presión de aire con un sensor de presión y la temperatura del aire por medio de un termómetro o termosensor, que se utilizan como valores de entrada para que el controlador de la turbina eólica calcule la densidad del aire.

La figura 1 es una vista en perspectiva de una porción de una turbina eólica ejemplar 100. La turbina eólica 100 incluye una góndola 102 que aloja un generador (no mostrado en la figura 1). La góndola 102 está montada sobre una torre 104 (una porción de la torre 104 se muestra en la figura 1). La torre 104 puede tener cualquier altura adecuada que facilite el funcionamiento de la turbina eólica 100 como se describe en la presente memoria descriptiva.

5 La turbina eólica 100 también incluye un rotor 106 que incluye tres palas 108 unidas a un cubo rotativo 110. Alternativamente, la turbina eólica 100 incluye cualquier número de palas 108 lo cual facilita el funcionamiento de la turbina eólica 100 como se describe en la presente memoria descriptiva. En la realización ejemplar, la turbina eólica 100 incluye una caja de engranajes (no mostrada en la figura 1) acoplada operativamente al rotor 106 y un generador (no mostrado en la figura 1).

10 La figura 2 es una vista esquemática de un sistema eléctrico y de control ejemplar 200 que se puede usar con la turbina eólica 100. El rotor 106 incluye palas 108 acopladas al cubo 110. El rotor 106 incluye también un árbol de baja velocidad 112 acoplado rotativamente al cubo 110. El árbol de baja velocidad 112 está acoplado a una caja de engranajes escalonados 114 que están configurados para incrementar la velocidad de rotación del árbol de baja velocidad 112 y transferir esa velocidad a un árbol de alta velocidad 116. En la realización ejemplar, la caja de engranajes 114 tiene una relación de multiplicación de aproximadamente 70 : 1. Por ejemplo, el árbol de baja velocidad 112 que rota a aproximadamente 20 revoluciones por minuto (rpm) acoplado a la caja de engranajes 114 con una relación de multiplicación de aproximadamente 70 : 1 genera una velocidad para el árbol de alta velocidad 116 de aproximadamente 1400 rpm. Alternativamente, la caja de engranajes 114 tiene cualquier relación de multiplicación adecuada que facilite el funcionamiento de la turbina eólica 100 como se describe en la presente memoria descriptiva.

15 20 Como una alternativa adicional, la turbina eólica 100 incluye un generador de accionamiento directo que está acoplado rotativamente al rotor 106 sin ninguna caja de cambios intermedia.

El árbol de alta velocidad 116 está acoplado rotativamente al generador 118. En la realización ejemplar, el generador 118 es un generador trifásico de inducción doble (asíncrono) de inducción de doble alimentación, que incluye un estator 120 del generador acoplado magnéticamente a un rotor 122 del generador. En una realización alternativa, el rotor 122 del generador incluye una pluralidad de imanes permanentes en lugar de los arrollamientos del rotor.

25

El sistema eléctrico y de control 200 incluye un controlador 202 de la turbina. El controlador 202 de la turbina incluye al menos un procesador y una memoria, al menos un canal de entrada del procesador, al menos un canal de salida del procesador, y puede incluir al menos un ordenador (ninguno mostrado en la figura 2). Tal como se utiliza en la presente memoria descriptiva, el término ordenador no está limitado a circuitos integrados denominados en la técnica como ordenador, sino que se refiere ampliamente a un procesador, un microcontrolador, un microordenador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado específico de aplicación y otros circuitos programables (ninguno mostrado en la figura 2), y estos términos se usan indistintamente en la presente memoria descriptiva. En la realización ejemplar, la memoria puede incluir, pero no está limitada a, un medio legible por ordenador, tal como una memoria de acceso aleatorio (RAM) (ninguno mostrado en la figura 2). Alternativamente, uno o más dispositivos de almacenamiento, tales como un disquete, un disco compacto de sólo lectura (CD - ROM), un disco magneto - óptico (MOD) y / o un disco versátil digital (DVD) (ninguno mostrado en la figura 2). También, en la realización ejemplar, los canales de entrada adicionales (no mostrados en la figura 2) pueden ser, pero no están limitados a, periféricos de ordenador asociados con una interfaz de operador tal como un ratón y un teclado (ninguno mostrado en la figura 2). Además, en la realización ejemplar, los canales de salida adicionales pueden incluir, pero no están limitados a, un monitor de interfaz de operador (no mostrado en la figura 2).

30 35 40

Los procesadores para el controlador 202 de la turbina procesan información transmitida desde una pluralidad de dispositivos eléctricos y electrónicos que pueden incluir, pero no se limitan a, transductores de tensión y de corriente. Los dispositivos de RAM y / o de almacenamiento almacenan y transfieren información e instrucciones a ejecutar por el procesador. También se pueden usar dispositivos RAM y / o de almacenamiento para almacenar y proporcionar variables temporales, información e instrucciones estáticas (es decir, no cambiantes), u otra información intermedia a los procesadores durante la ejecución de instrucciones por parte de los procesadores. Las instrucciones que se ejecutan incluyen, pero no se limitan a, conversión residente y / o algoritmos de comparación. La ejecución de secuencias de instrucciones no está limitada a ninguna combinación específica de circuitos de hardware e instrucciones de software.

45

El estator 120 del generador está acoplado eléctricamente a un conmutador de sincronización 206 del estator por medio de un bus 208 del estator. En una realización ejemplar, para facilitar la configuración del DFIG, el rotor 122 del generador está acoplado eléctricamente a un conjunto de conversión de potencia bidireccional 210 por medio de un bus 212 del rotor. Alternativamente, el rotor 122 del generador está acoplado eléctricamente al bus 212 del rotor mediante cualquier otro dispositivo que facilite el funcionamiento del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en la presente memoria descriptiva. Como una alternativa adicional, el sistema eléctrico y de control 200 está configurado como un sistema de conversión de potencia completa (no mostrado) que incluye un conjunto de conversión de potencia completa (no mostrado en la figura 2) similar en diseño y operación al conjunto de conversión de potencia 210 y acoplado eléctricamente al estator 120 del generador. El conjunto de conversión de potencia completo facilita la canalización de energía eléctrica entre el estator 120 del generador y una red de transmisión y distribución de energía eléctrica (no mostrada). En la realización ejemplar, el bus 208 del estator transmite la energía

50 55 60

trifásica desde el estator 120 del generador al conmutador 206 de sincronización del estator. El bus 212 del rotor transmite potencia trifásica desde el rotor 122 del generador al conjunto de conversión de potencia 210. En la realización ejemplar, el conmutador de sincronización 206 del estator está acoplado eléctricamente a un disyuntor de circuito 214 del transformador principal por medio de un bus de sistema 216. En una realización alternativa, se utilizan uno o más fusibles (no mostrados) en lugar del disyuntor 214 del circuito del transformador principal. En otra realización, no se utilizan ni fusibles ni disyuntor 214 del transformador principal.

El conjunto de conversión de potencia 210 incluye un filtro 218 del rotor que está acoplado eléctricamente al rotor 122 del generador por medio del bus 212 del rotor. Un bus 219 de filtro del rotor acopla eléctricamente el filtro 218 del rotor a un convertidor de potencia 220 del lado del rotor y el convertidor de potencia 220 del lado del rotor está acoplado eléctricamente a un convertidor de potencia 222 del lado de la línea. El convertidor de potencia 220 del lado del rotor y el convertidor de potencia 222 del lado de la línea son puentes convertidores de potencia que incluyen semiconductores de potencia (no mostrados). En la realización ejemplar, el convertidor de potencia 220 del lado del rotor y el convertidor de potencia 222 del lado de la línea están configurados en una configuración de modulación de anchura de impulso (PWM) trifásica que incluye dispositivos de conmutación de transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) (no mostrados en la figura 2) que funcionan como se conoce en la técnica. Alternativamente, el convertidor de potencia 220 del lado del rotor y el convertidor de potencia 222 del lado de la línea tienen cualquier otra configuración que utilice cualquier dispositivo de conmutación que facilite el funcionamiento del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en la presente memoria descriptiva. El conjunto de conversión de potencia 210 se acopla en comunicación electrónica de datos con el controlador 202 de la turbina para controlar el funcionamiento del convertidor de potencia 220 del lado del rotor y del convertidor de potencia 222 del lado de la línea.

En la realización ejemplar, un bus 223 del convertidor de potencia del lado de la línea acopla eléctricamente el convertidor de potencia 222 del lado de la línea a un filtro 224 de la línea. Además, un bus 225 de la línea acopla eléctricamente el filtro 224 de la línea a un contactor 226 de la línea. Además, el contactor 226 de la línea está acoplado eléctricamente a un disyuntor 228 del circuito de conversión por medio de un bus 230 del disyuntor de conversión. Además, el disyuntor 228 del circuito de conversión está acoplado eléctricamente al disyuntor 214 del circuito del transformador principal mediante el bus 216 del sistema y un bus 232 de conexión. Alternativamente, el filtro 224 de la línea está acoplado eléctricamente al bus 216 del sistema directamente por medio del bus 232 de conexión e incluye cualquier esquema de protección adecuado (no mostrado) configurado para tomar en cuenta la eliminación del contactor 226 de la línea y del disyuntor 228 del circuito de conversión del sistema eléctrico y de control 200. El disyuntor 214 del circuito del transformador principal está acoplado eléctricamente a un transformador principal 234 de potencia eléctrica por medio de un bus 236 del lado del generador. El transformador principal 234 está acoplado eléctricamente a un disyuntor 238 del circuito de red por medio de un bus 240 del lado del disyuntor. El disyuntor 238 del circuito de red está conectado a la red de transmisión y distribución de energía eléctrica por medio de un bus 242 de la red. En una realización alternativa, el transformador principal 234 está acoplado eléctricamente a uno o más fusibles (no mostrados), en lugar de estarlo al disyuntor 238 del circuito de red, por medio del bus 240 del lado del disyuntor. En otra realización, no se utilizan fusibles ni disyuntor 238 del circuito de red, sino que el transformador principal 234 está acoplado a la red de transmisión y distribución de energía eléctrica por medio del bus 240 del lado del disyuntor y del bus 242 de la red.

En la realización ejemplar, el convertidor de potencia 220 del lado del rotor está acoplado en comunicación eléctrica con el convertidor de potencia 222 del lado de la línea por medio de un único enlace 244 de corriente continua (CC). Alternativamente, el convertidor de potencia 220 del lado del rotor y el convertidor de potencia 222 del lado de la línea están acoplados eléctricamente por medio de enlaces de CC individuales y separados (no mostrados en la figura 2). El enlace de CC 244 incluye un carril positivo 246, un carril negativo 248 y al menos un condensador 250 acoplado entre el carril positivo 246 y el carril negativo 248. Alternativamente, el condensador 250 incluye uno o más condensadores configurados en serie y / o en paralelo entre el carril positivo 246 y el carril negativo 248.

El controlador 202 de la turbina está configurado para recibir una pluralidad de señales de medición de tensión y de corriente eléctrica de un primer conjunto 252 de sensores de tensión y de corriente eléctrica. Además, el controlador 202 de la turbina está configurado para monitorizar y controlar al menos algunas de las variables operativas asociadas con la turbina eólica 100. En la realización ejemplar, cada uno de los tres sensores 252 de corriente eléctrica y de tensión está acoplado eléctricamente a cada una de las tres fases del bus 242 de la red. Alternativamente, los sensores 252 de tensión y de corriente eléctrica están acoplados eléctricamente al bus 216 del sistema. Como una alternativa adicional, los sensores 252 de tensión y de corriente eléctrica están acoplados eléctricamente a cualquier porción del sistema eléctrico y de control 200 lo cual facilita el funcionamiento del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en la presente memoria descriptiva. Como otra alternativa adicional, el controlador 202 de la turbina está configurado para recibir cualquier número de señales de medición de tensión y de corriente eléctrica de cualquier número de sensores 252 de tensión y de corriente eléctrica que incluyen, pero no se limitan a, una señal de medición de tensión y de corriente eléctrica desde un transductor.

Como se muestra en la figura 2, el sistema eléctrico y de control 200 incluye también un controlador convertidor 262 que está configurado para recibir una pluralidad de señales de medición de tensión y de corriente eléctrica. Por ejemplo, en una realización, el controlador convertidor 262 recibe señales de medición de tensión y de corriente

eléctrica de un segundo conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 254 acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 208 del estator. El controlador convertidor 262 recibe un tercer conjunto de señales de medida de tensión y de corriente eléctrica de un tercer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 256 acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 212 del rotor. El controlador convertidor 262 también recibe un cuarto conjunto de señales de medida de tensión y de corriente eléctrica de un cuarto conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 264 acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión. El segundo conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 254 es sustancialmente similar al primer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 252 y el cuarto conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 264 es sustancialmente similar al tercer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 256. El controlador convertidor 262 es sustancialmente similar al controlador 202 de la turbina y está acoplado en comunicación electrónica de datos con el controlador 202 de la turbina. Además, en la realización ejemplar, el controlador convertidor 262 está físicamente integrado dentro del conjunto 210 de conversión de potencia. Alternativamente, el controlador convertidor 262 tiene cualquier configuración que facilite el funcionamiento del sistema eléctrico y de control 200 como se describe en la presente memoria descriptiva.

Durante el funcionamiento, el viento impacta contra las palas 108 y las palas 108 transforman la energía de viento en un par de rotación mecánico que acciona rotativamente el árbol de baja velocidad 112 por medio del cubo 110. El árbol de baja velocidad 112 acciona la caja de engranajes 114 que a continuación multiplica la velocidad de rotación baja del árbol de baja velocidad 112 para accionar el árbol de alta velocidad 116 a una velocidad de rotación incrementada. El árbol de alta velocidad 116 acciona rotativamente el rotor 122 del generador. Un campo magnético rotativo es inducido por el rotor 122 del generador y se induce una tensión dentro del estator 120 del generador que está acoplado magnéticamente al rotor 122 del generador. El generador 118 convierte la energía mecánica rotacional en una señal de energía eléctrica de corriente alterna trifásica (CA) sinusoidal en el estator 120 del generador. La potencia eléctrica asociada se transmite al transformador principal 234 por medio del bus 208 del estator, del conmutador de sincronización 206 del estator, del bus 216 del sistema, del disyuntor 214 del circuito del transformador principal y del bus 236 del lado del generador. El transformador principal 234 multiplica la amplitud de tensión de la energía eléctrica y la potencia eléctrica transformada se transmite adicionalmente a una red por medio del bus 240 del disyuntor del circuito, del disyuntor 238 del circuito de red y del bus 242 de la red.

En la realización ejemplar, se proporciona una segunda trayectoria de transmisión de potencia eléctrica. Se genera potencia eléctrica trifásica de CA, sinusoidal en el interior del rotor 122 del generador y se transmite al conjunto 210 de conversión de potencia por medio del bus 212 del rotor. Dentro del conjunto 210 de conversión de potencia, la potencia eléctrica es transmitida al filtro 218 del rotor y la potencia eléctrica es modificada para la velocidad de cambio de las señales de PWM asociadas con el convertidor de potencia 220 del lado del rotor. El convertidor de potencia 220 del lado del rotor actúa como rectificador y rectifica la potencia de la corriente alterna CA trifásica sinusoidal a potencia de corriente continua CC. La potencia de corriente continua CC se transmite al circuito intermedio 244. El condensador 250 facilita la atenuación de las variaciones de la amplitud de tensión del enlace de CC 244 facilitando la atenuación de una ondulación de CC asociada con la rectificación de CA.

La potencia de CC es transmitida posteriormente desde el enlace de CC 244 al convertidor de potencia 222 del lado de la línea y el convertidor de potencia 222 del lado de la línea actúa como un inversor configurado para convertir la potencia eléctrica de CC del enlace de CC 244 a una potencia de corriente eléctrica alterna CA trifásica sinusoidal con tensiones, corrientes y frecuencias predeterminadas. Esta conversión es monitorizada y controlada por medio del controlador convertidor 262. La potencia de CA convertida se transmite desde el convertidor de potencia 222 del lado de la línea al bus 216 del sistema por medio del bus 223 de convertidor de potencia del lado de la línea y el bus 225 de la línea, el contactor 226 de la línea, el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión, el disyuntor 228 del circuito de conversión y el bus 232 de conexión. El filtro 224 de la línea compensa o ajusta las corrientes armónicas en la potencia eléctrica transmitida desde el convertidor de potencia 222 del lado de la línea. El conmutador de sincronización 206 del estator está configurado para cerrarse para facilitar la conexión de la potencia trifásica del estator 120 del generador a la potencia trifásica del conjunto 210 de conversión de potencia.

El disyuntor 228 del circuito de conversión, el disyuntor 214 del circuito del transformador principal y el disyuntor 238 del circuito de red están configurados para desconectar los buses correspondientes, por ejemplo, cuando un flujo excesivo de corriente puede dañar los componentes del sistema eléctrico y de control 200. También se proporcionan componentes de protección adicionales que incluyen un contactor 226 de la línea, que se puede controlar para formar una desconexión abriendo un conmutador (no mostrado en la figura 2) correspondiente a cada línea del bus 225 de la línea.

El conjunto de conversión de potencia 210 compensa o ajusta la frecuencia de la potencia trifásica del rotor 122 del generador para cambios, por ejemplo, en la velocidad del viento en el cubo 110 y en las palas 108. Por lo tanto, de esta manera, las frecuencias del rotor mecánico y eléctrico están desacopladas de la frecuencia del estator.

En algunas condiciones, las características bidireccionales del conjunto de conversión de potencia 210 y, específicamente, las características bidireccionales del convertidor de potencia 220 del lado del rotor y del convertidor de potencia 222 del lado de la línea, facilitan la realimentación de al menos parte de la potencia eléctrica generada al

rotor 122 del generador. Más específicamente, la potencia eléctrica es transmitida desde el bus 216 del sistema al bus 232 de conexión y posteriormente por medio del disyuntor 228 del circuito de conversión y el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión, al conjunto de conversión de potencia 210. Dentro del conjunto de conversión de potencia 210, la potencia eléctrica es transmitida por medio del contactor 226 de la línea, el bus 225 de la línea y el bus 223 del convertidor de potencia del lado de la línea al convertidor de potencia 222 del lado de la línea. El convertidor de potencia 222 del lado de la línea actúa como un rectificador y rectifica la potencia de corriente alterna CA trifásica sinusoidal a potencia de corriente continua CC. La potencia de corriente continua CC se transmite al enlace de CC 244. El condensador 250 facilita la atenuación de las variaciones de la amplitud de tensión del enlace de CC 244 facilitando la atenuación de una ondulación de CC a veces asociada con la rectificación de CA trifásica.

La potencia de CC se transmite posteriormente desde el enlace de CC 244 al convertidor de potencia 220 del lado del rotor y el convertidor de potencia 220 del lado del rotor actúa como un inversor configurado para convertir la potencia eléctrica de CC transmitida desde el enlace de CC 244 a una potencia eléctrica de CA trifásica sinusoidal con tensiones, corrientes y frecuencias predeterminadas. Esta conversión es monitorizada y controlada por medio del controlador convertidor 262. La potencia de CA convertida se transmite desde el convertidor de potencia 220 del rotor al filtro 218 del rotor por medio del bus 219 del filtro del rotor y se transmite posteriormente al rotor 122 del generador por medio del bus 212 del rotor, facilitando así el funcionamiento sub - síncrono.

El conjunto de conversión de potencia 210 está configurado para recibir señales de control desde el controlador 202 de la turbina. Las señales de control se basan en condiciones detectadas o características de funcionamiento de la turbina eólica 100 y del sistema eléctrico y de control 200. Las señales de control son recibidas por el controlador 202 de la turbina y usadas para controlar el funcionamiento del conjunto de conversión de potencia 210. La realimentación de uno o más sensores puede ser utilizada por el sistema eléctrico y de control 200 para controlar el conjunto de conversión de potencia 210 por medio del controlador convertidor 262 incluyendo, por ejemplo, el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión, el bus del estator y las realimentaciones de corrientes o tensiones del bus del rotor por medio de un segundo conjunto de sensores de corriente eléctrica 254, un tercer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 256, y un cuarto conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 264. Utilizando esta información de realimentación y, por ejemplo, las señales de control de conmutación, se pueden generar señales de control de conmutación del conmutador de sincronización del estator y señales de control del disyuntor del circuito del sistema (disparo) de cualquier manera conocida. Por ejemplo, para un transitorio de tensión de red con características predeterminadas, el controlador convertidor 262 suspenderá al menos temporalmente sustancialmente los IGBT de conducción dentro del convertidor de potencia 222 del lado de la línea. Una suspensión de este tipo del funcionamiento del convertidor de potencia 222 del lado de la línea atenuará sustancialmente la energía eléctrica que se canaliza a través del conjunto de conversión de potencia 210 hasta aproximadamente cero.

De acuerdo con las realizaciones, la turbina eólica incluye además un sensor de proximidad 270, por ejemplo para medir la distancia de una pala de rotor a la torre, un anemómetro 274 situado típicamente en una góndola de la turbina para medir la velocidad del viento y opcionalmente un sensor de posición del rotor 272 para medir una posición angular del rotor en su plano de rotación. El sensor de proximidad puede estar situado, por ejemplo, en la torre y suministrar datos de la distancia de una pala de rotor que pasa por el sensor de proximidad 274. Los sensores están típicamente acoplados al controlador 202 de la turbina eólica.

La figura 3 muestra un diagrama de la relación de la velocidad de punta de la turbina (en el eje vertical) y la densidad de aire ρ (eje horizontal) en el emplazamiento de la turbina eólica. Las tres curvas paralelas representan diversas intensidades de turbulencia I1, I2, I3, en las que I1 es representativa de la intensidad de turbulencia más alta, e I3 de la más baja. Cuando la intensidad de la turbulencia aumenta mientras la densidad del aire permanece constante, se permite una relación de la velocidad de punta más baja. Por otra parte, con el mismo valor de intensidad de turbulencia (representado por una de las curvas I1, I2, I3), con una densidad de aire más alta, la relación de la velocidad de punta admisible es menor. El controlador 202 de la turbina eólica de acuerdo con realizaciones es operable para ajustar la relación de la velocidad de punta más alta permitida para las condiciones de funcionamiento actualmente presentes, respectivamente parámetros de funcionamiento de densidad de aire e intensidad de turbulencia, que se mostrarán con mayor detalle a continuación.

La figura 4 muestra un diagrama esquemático de un procedimiento 300 para optimizar el funcionamiento de una turbina eólica, de acuerdo con realizaciones. El controlador de la turbina eólica es operable para determinar un primer estado de carga de la turbina eólica que incluye una intensidad de turbulencia (bloque 301), en base a los datos meteorológicos adquiridos por al menos un anemómetro; determinar un segundo estado de carga de la turbina eólica, en base a las cargas mecánicas sobre al menos un componente de la turbina eólica (bloque 302), determinado de datos procedentes de un sensor para medir la carga sobre al menos un componente de la turbina eólica; y aumentar una carga de la turbina eólica, si el primer y el segundo estados de carga determinado de la turbina están dentro de límites de carga seleccionables (bloque 303).

En ese sentido, son determinados un primer y un segundo estado de carga de la turbina eólica, típicamente por el controlador 202 de la turbina eólica, el cual adquiere un número de valores de sensor para este propósito. El primer estado de carga de la turbina eólica es determinado típicamente en base a los datos meteorológicos adquiridos por

los sensores. Una carga de la turbina eólica se incrementa, si el primer y segundo estados de carga determinados de la turbina están dentro o por debajo de límites de carga seleccionables.

5 Un valor típico usado para determinar el primer estado de carga es la intensidad de turbulencia en el emplazamiento de la turbina eólica. La intensidad de la turbulencia se calcula dividiendo la desviación estándar estadística de la velocidad del viento sobre un intervalo de tiempo preseleccionado, por ejemplo 1 minuto, 5 minutos o 10 minutos, por la velocidad media del viento durante el intervalo de tiempo preseleccionado. El valor calculado se considera un parámetro representativo para una carga mecánica en la turbina eólica. De este modo, también se tiene en cuenta un valor de la densidad de aire presente de acuerdo con la relación que se muestra en la figura 3. De esta manera, el primer estado de carga se determina teniendo en cuenta la densidad del aire y la intensidad de la turbulencia.

10 Típicamente, se usa un anemómetro 270 para medir la velocidad del viento. Además, se puede usar un estimador. A partir del primer estado de carga como se ha determinado más arriba de los valores de corriente para la intensidad de turbulencia y la densidad del aire, el controlador 202 de la turbina eólica deriva si la relación de la velocidad de punta podría elevarse en las condiciones de carga actuales para aumentar la potencia eléctrica de la turbina, por lo que la decisión subsiguiente para elevar la relación de la velocidad de punta se hace bajo una segunda condición de límite, que se expone a continuación.

15 Con el fin de no sobrecargar mecánicamente la turbina debido a un aumento de la relación de la velocidad de punta en base a los cálculos anteriores para el primer estado de carga, también se tiene en cuenta un segundo estado de carga de la turbina eólica. El segundo estado de carga típicamente toma en cuenta una carga mecánica medida, respectivamente un esfuerzo, sobre al menos un componente de la turbina eólica. Con este fin, se pueden tener en cuenta diversos parámetros, por ejemplo, momentos de flexión en la torre, momentos de flexión en las palas del rotor o similares. En algunas realizaciones, se determinan los momentos de flexión de fuera de plano sobre las palas del rotor.

20 Éstos se pueden calcular típicamente a partir de datos sobre una deformación de al menos una pala de rotor. Típicamente, un sensor de proximidad está montado en la turbina eólica, por ejemplo en la torre en una altura en la que una pala de rotor barre el sensor durante el funcionamiento de la turbina. El sensor se puede realizar de diversas maneras, por ejemplo utilizando sensores de ultrasonidos o sensores ópticos. A partir de los datos del sensor, el controlador 202 de turbina eólica, u otra unidad de control dedicada para este fin, puede calcular la deformación de la pala del rotor. La deformación se toma como un valor representativo para la carga mecánica inducida en las palas del rotor. El controlador 202 de la turbina eólica compara los valores determinados para los momentos de flexión del plano con los valores almacenados previamente en una tabla de consulta, por lo que la tabla comprende valores para los momentos de flexión del plano que representan límites respectivamente de los márgenes que no se deben sobrepasar o límites de seguridad. En realizaciones, también se pueden medir otros parámetros como representativos de una deformación en la turbina, tal como un momento de flexión en la torre de la turbina eólica, que puede ser medido por los medidores de deformación.

35 En el caso de la medición de momentos de flexión de fuera de plano en las palas del rotor, los momentos de flexión de fuera de plano se pueden derivar de la deformación de fuera de plano de una pala de rotor mediante las siguientes relaciones, determinando los momentos D y Q bien conocidos por un experto en la técnica:

$$D = \text{pala - 1 - fuera - de - plano} * \cos(\text{rotorpos} * \pi / 180 - 0) + \text{pala - 2 - fuera - de - plano} * \cos(\text{rotorpos} * \pi / 180 - 120) + \text{pala - 3 - fuera - de - plano} * \cos(\text{rotorpos} * \pi / 180 - 240)$$

40
$$Q = \text{pala - 1 - fuera - de - plano} * \cos(\text{rotorpos} * \pi / 180 - 0 - \pi / 2) + \text{pala - 2 - fuera - de - plano} * \cos(\text{rotorpos} * \pi / 180 - 120 - \pi / 2) + \text{pala - 3 - fuera - de - plano} * \cos(\text{rotorpos} * \pi / 180 - 240 - \pi / 2)$$

45 De este modo, la deformación de las palas de rotor 2 y 3 está en relación con la deformación de la pala 1, por lo que la relación se puede determinar a partir de simulaciones y / o experimentos. Por lo tanto, cuando la pala 1 está en una posición particular del rotor, los momentos correspondientes fuera del plano en la segunda y tercera palas pueden ser determinados.

50 Los momentos de flexión fuera de plano derivados por este procedimiento se comparan entonces con los valores almacenados en una tabla de consulta, que comprende los momentos de flexión de fuera de plano permitidos. Si la determinación de los momentos de flexión de fuera de plano indica que están por debajo de los niveles o márgenes tolerables, se lleva a cabo un siguiente paso. En este paso, se realiza una transformación rápida de Fourier en los momentos de flexión de fuera de plano a lo largo de un intervalo de tiempo preseleccionado, que puede ser, por ejemplo, de 30 segundos a 10 minutos. Los parámetros predefinidos derivados de la transformación rápida de Fourier pueden incluir, por ejemplo, coeficientes. Estos parámetros son comparados por el controlador 202 de la turbina eólica con los valores preestablecidos en una tabla de consulta. De nuevo, si los parámetros determinados están dentro de los límites indicados por los parámetros preestablecidos, el controlador decide que se puede aumentar la producción de potencia de la turbina eólica. Esto se lleva a cabo típicamente aumentando la relación de la velocidad de punta. Típicamente, se incrementa un punto de consigna de la relación de la velocidad de punta.

5 La figura 5 muestra una vista esquemática de un procedimiento ejemplar 310 de acuerdo con realizaciones. El procedimiento incluye los pasos de adquirir valores de parámetros de altitud y temperatura, y determinar un valor de densidad de aire a partir de los valores de los parámetros adquiridos (bloque 311); adquirir datos sobre la velocidad actual del viento y calcular una desviación estándar de la velocidad del viento en el tiempo (bloque 312); calcular la intensidad de la turbulencia a partir de los datos de velocidad de viento adquiridos (313) que determinan un primer estado de carga de la turbina eólica en base a la densidad de aire determinada y a la intensidad de turbulencia determinada (bloque 314); adquirir los valores de parámetros en la deformación de las palas de rotor, calcular los momentos de flexión en base a los datos de deformación (bloque 315); determinar un segundo estado de carga de la turbina eólica, en base a una comparación de los momentos de flexión calculados con los momentos de flexión preestablecidos (bloque 316); aumentando una carga de la turbina eólica si el primer y segundo estado de carga determinados de la turbina están dentro de límites predefinidos (bloque 317).

10 Los sistemas y procedimientos que se han descrito más arriba facilitan una turbina eólica con un aumento de la producción de potencia eléctrica media. Más específicamente, facilitan una turbina eólica en la que la producción de potencia aumenta con dependencia de las cargas medidas.

15 Las realizaciones ejemplares de sistemas y procedimientos para una turbina eólica se han descrito más arriba en detalle. Los sistemas y procedimientos no están limitados a las realizaciones específicas que se han descrito en la presente memoria descriptiva, sino que los componentes de los sistemas y / o etapas de los procedimientos se pueden utilizar independientemente y separadamente de otros componentes y / o etapas que se describen en la presente memoria descriptiva y no se limitan a la práctica con sólo los sistemas de turbinas eólicas que se han descrito en
20 la presente memoria descriptiva. Por el contrario, la realización ejemplar se puede implementar y utilizar en conexión con muchas otras aplicaciones de palas de rotor.

Aunque se pueden mostrar en algunos dibujos, y no en otros, características específicas de varias realizaciones de la invención, esto es sólo por conveniencia. De acuerdo con los principios de la invención, cualquier característica de un dibujo se puede referenciar y / o reivindicar en combinación con cualquier característica de cualquier otro dibujo.

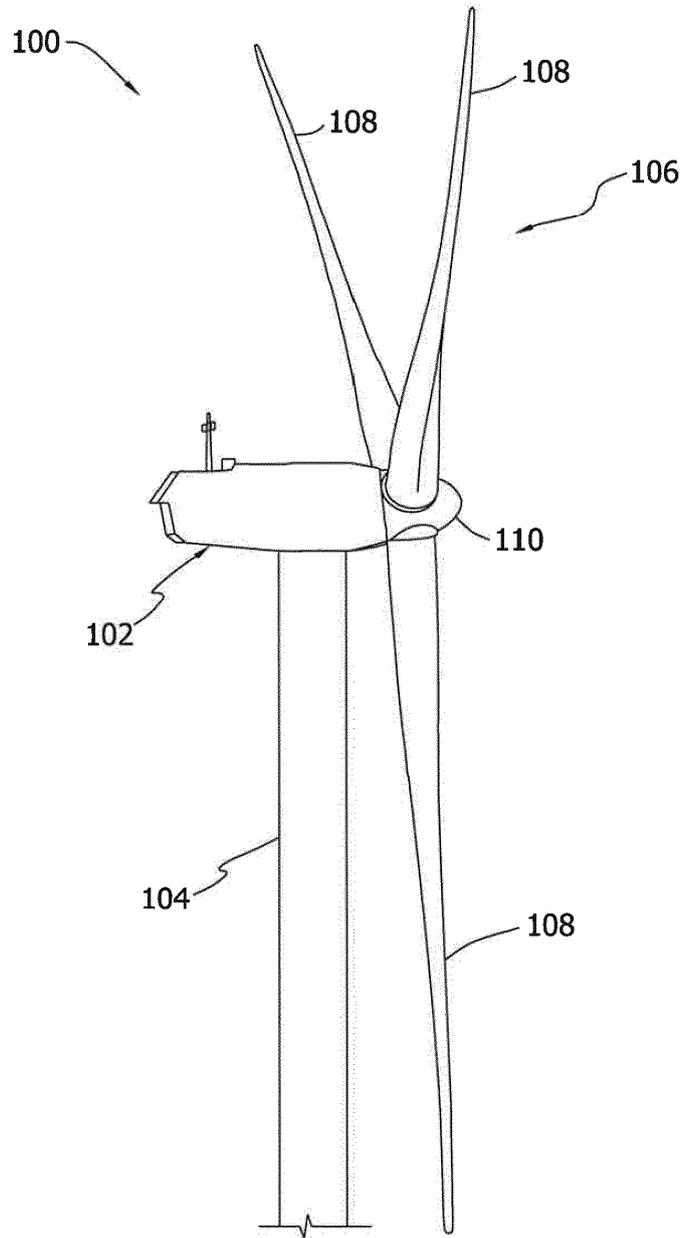
25

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (300) de optimización del funcionamiento de una turbina eólica (100) que tiene un rotor (106) con al menos una pala (108) del rotor, una torre (104) y un controlador (202) de la turbina eólica, que comprende:
 - 5 determinar (301) un primer estado de carga de la turbina eólica (100) en base a los datos meteorológicos adquiridos por sensores (252 - 272), incluyendo determinar un valor de una densidad de aire y calcular una intensidad de turbulencia de datos de los sensores sobre la velocidad del viento y la desviación estándar de la velocidad del viento;
 - 10 determinar (302) un segundo estado de carga de la turbina eólica (100) en base a las cargas mecánicas sobre al menos un componente de la turbina eólica determinando los momentos de flexión del componente; e
 - incrementar (303) la producción de potencia de la turbina eólica (100) aumentando un punto de consigna para la relación de la velocidad de punta, si el primer y el segundo estado de carga determinados de la turbina (100) están dentro de los límites de carga seleccionables.
- 15 2. El procedimiento (300) de la reivindicación 1, en el que la determinación (302) de un segundo estado de carga de la turbina eólica (100) en base a las cargas mecánicas sobre al menos un componente de la turbina eólica incluye: determinar momentos de flexión de fuera de plano de al menos una pala (108) del rotor, y comparar los momentos de flexión del plano determinado con los datos almacenados de los momentos de flexión del plano.
- 20 3. El procedimiento (300) de acuerdo con la reivindicación 2, en el que la determinación de las cargas mecánicas sobre la turbina (100) a partir de datos de sensor incluye además realizar una transformación rápida de Fourier de los datos de momento de flexión de plano y comparar los parámetros predefinidos de la transformación rápida de Fourier con los datos almacenados.
- 25 4. El procedimiento (300) de la reivindicación 2 o de la reivindicación 3, en el que la determinación de momentos de flexión de fuera de plano incluye: medir una deformación de la pala (108) por medio de un sensor de proximidad que mide una distancia entre una pala (108) y la torre (104).
5. El procedimiento (300) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 2 a 4, en el que los momentos de flexión de los planos se calculan a partir de los momentos D / Q .
- 30 6. El procedimiento (300) de cualquier reivindicación precedente, en el que la determinación (301) de un primer estado de carga de la turbina eólica (100) incluye determinar una densidad de aire y determinar una intensidad de turbulencia y comparar los valores determinados con los datos almacenados en una tabla de consulta.
7. Una turbina eólica (100), que comprende:
 - una torre (104),
 - al menos una pala (108) del rotor;
 - al menos un controlador (202) de la turbina eólica;
 - 35 al menos un sensor de temperatura,
 - al menos un sensor de altitud;
 - al menos un anemómetro (274);
 - al menos un sensor para medir una carga sobre al menos un componente de la turbina eólica;
 - 40 en el que el controlador de turbina eólica (202) está configurado para llevar a cabo el procedimiento de la reivindicación 1.
8. La turbina eólica (100) de acuerdo con la reivindicación 7, en la que el controlador (202) está configurado para determinar cargas mecánicas sobre el al menos un componente de la turbina eólica determinando momentos de flexión de fuera del plano a partir de datos del sensor para medir una deformación de al menos una pala (108) del rotor, y comparar los momentos de flexión determinados con los datos almacenados de momentos de flexión.
- 45

9. La turbina eólica (100) de acuerdo con la reivindicación 7 u 8, en la que el controlador (202) está configurado para realizar una transformación rápida de Fourier en los datos de momentos de flexión de fuera de plano y comparar los parámetros seleccionables de la transformación rápida de Fourier con los datos almacenados.
- 5 10. La turbina eólica (100) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 7 a 9, en la que el controlador (202) está configurado para determinar momentos de flexión de fuera de plano a partir de datos de sensor adquiriendo datos de al menos un sensor que detecta una posición de rotor y de al menos un sensor que detecta la deformación de al menos una pala (108) del rotor.
- 10 11. La turbina eólica (100) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 7 a 10, en la que el controlador (202) está configurado para calcular una deformación de la pala a partir de datos del sensor de proximidad, que son indicativos de una distancia entre una pala (108) del rotor y el sensor.

FIG. 1



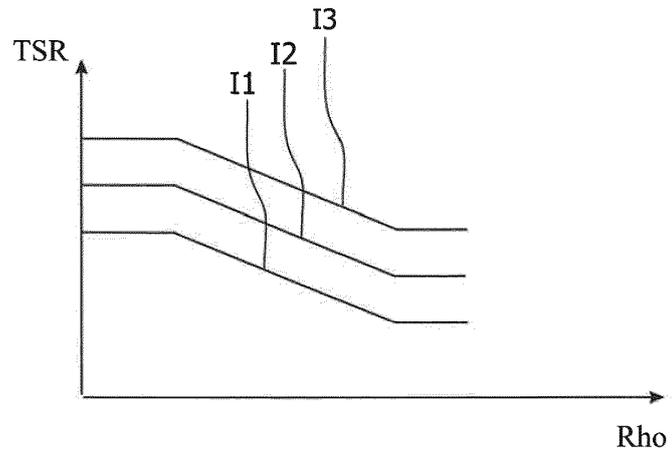


FIG. 3

300

301

Determinar un primer estado de carga de la turbina eólica en base a los datos meteorológicos adquiridos por sensores, incluyendo una intensidad de turbulencia

302

determinar un segundo estado de carga de la turbina eólica en base a las cargas mecánicas sobre al menos un componente de la turbina eólica

303

incrementar una carga de la turbina eólica si los estados de carga primero y segundo determinados de la turbina se encuentran dentro de unos límites de carga seleccionables

FIG. 4

310

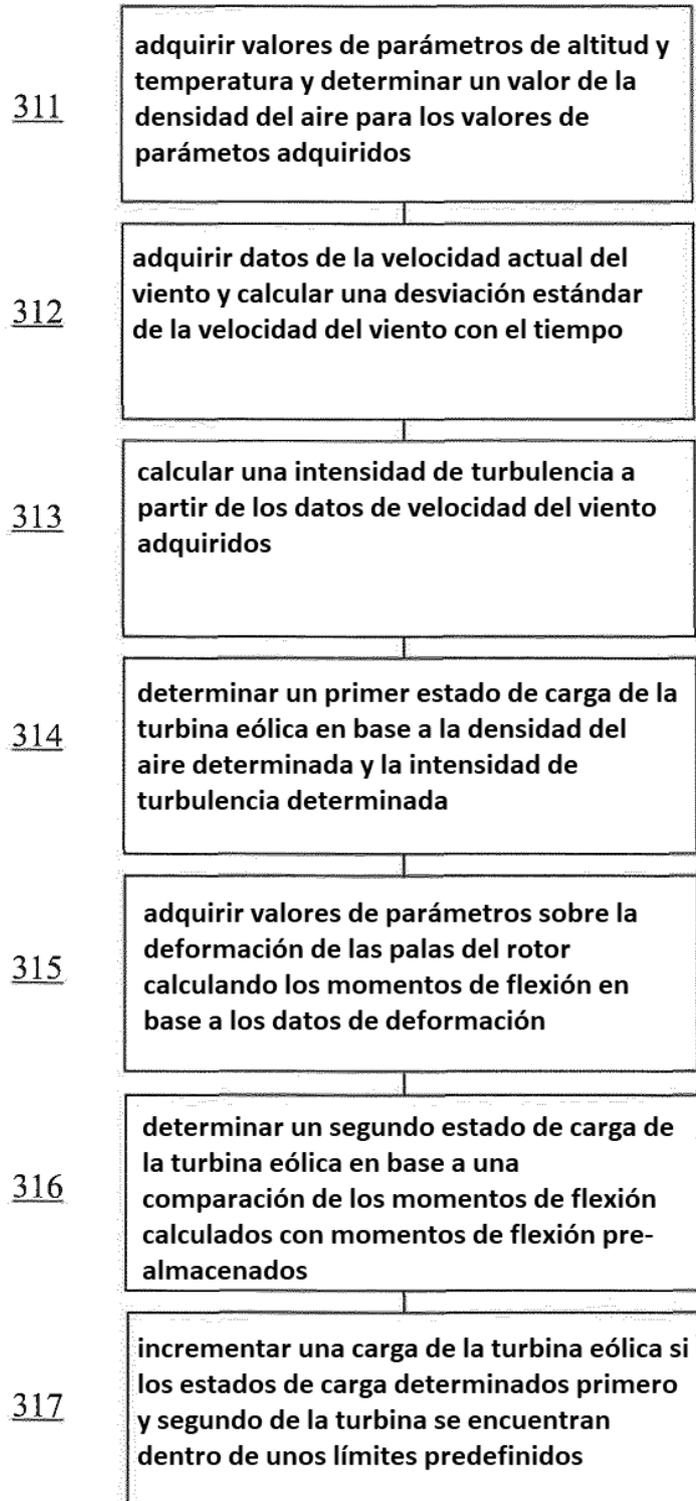


FIG. 5