

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 806 806**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

G01P 5/26 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **09.03.2017 PCT/IB2017/051387**

87 Fecha y número de publicación internacional: **21.09.2017 WO17158479**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **09.03.2017 E 17711351 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.05.2020 EP 3430255**

54 Título: **Método de supervisión de la condición de una o más turbinas eólicas y partes de las mismas y ejecución de una alarma instantánea cuando sea necesario**

30 Prioridad:

14.03.2016 DK 201670147

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

18.02.2021

73 Titular/es:

**VENTUS ENGINEERING GMBH (100.0%)
Heinburger Strasse 53/3
1030 Wien, AT**

72 Inventor/es:

**LYSGAARD, LARS y
LÜBKER, POUL ANKER SKAARUP**

74 Agente/Representante:

**INGENIAS CREACIONES, SIGNOS E
INVENCIONES, SLP**

ES 2 806 806 T3

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

DESCRIPCIÓN

Método de supervisión de la condición de una o más turbinas eólicas y partes de las mismas y ejecución de una alarma instantánea cuando sea necesario

5

Campo de la invención

Esta invención se refiere a un método de supervisión de la condición de un WTG (generador de turbina eólica) que comprende acciones de recopilación y almacenamiento de al menos los siguientes conjuntos de datos junto con sus cronomarcadores. Recopilación de mediciones de producción de energía del generador. Recopilación de mediciones de estado mecánico. Recopilación de mediciones de par del generador. Recopilación de mediciones de dirección de la góndola. Recopilación de mediciones de condiciones meteorológicas. El método compromete una acción adicional de sincronización de los conjuntos de datos. La invención también se refiere a un sistema para supervisar la condición de un WTG. La invención se refiere, además, a un sistema para inspeccionar visualmente un WTG.

10

15

Antecedentes de la invención

Los ángulos de paso de la pala de rotor durante el arranque y durante el funcionamiento son esenciales para la producción de energía del generador de cualquier turbina eólica. Para turbinas eólicas reguladas por pérdida, el nivel de pérdida (producción máxima de energía del generador) está determinado por la densidad del aire y el ángulo de paso de la pala de rotor. Para las turbinas eólicas reguladas por paso, desde la velocidad de conexión del viento hasta la producción de potencia nominal máxima del generador de turbina eólica, se supone que las palas están inclinadas para extraer la máxima potencia posible. A velocidades de viento más altas y hasta la velocidad de desconexión del viento, entonces se supone que las palas se inclinan para desviar de forma segura el exceso de energía eólica.

20

25

Por lo tanto, es deseable que los ángulos de paso de las palas individuales bajo cualquier posición del rotor y cualquier condición de viento se ajusten correctamente para obtener la mejor producción de energía del generador posible y/o controlar la producción de energía del generador de turbina máxima y las cargas para estar dentro de las especificaciones. Además, tanto para las turbinas eólicas reguladas por pérdida como para las turbinas eólicas reguladas por paso, si los ángulos de paso de las palas de los rotores individuales en una posición del rotor a 360° específica durante el arranque y el funcionamiento no son idénticos, el rotor no estará en equilibrio, dando como resultado cargas excesivas en toda la turbina eólica y la base, y la producción de energía del generador se verá afectada de manera negativa.

30

35

Habitualmente, con el tiempo, el sistema de paso de la pala y las palas experimentarán diferentes tipos de desgaste y daños durante el funcionamiento, como por ejemplo, caídas de tiras de pérdida y generadores de vórtices, grietas y caída de la superficie de la pala, daños por impacto de rayos, etc., lo que tiene un impacto negativo en la producción de energía del generador y las cargas debido al desequilibrio del sistema de rotor y la reducción de la eficiencia aerodinámica de las palas individuales y de todo el rotor durante el funcionamiento. Este tipo de daños habitualmente se inspecciona solo durante la parada y por personal de mantenimiento que usan elevadores caros, sistemas de escalada con cuerdas o drones.

40

Con el tiempo, el sistema de paso de la pala experimentará un desgaste mecánico y diferentes tipos de daños que conducirán a diferencias en los ajustes de los ángulos de paso de la pala, etc., durante el arranque y durante el funcionamiento, lo que tiene un impacto negativo en la eficiencia aerodinámica de las palas individuales y de todo el rotor y, en consecuencia, en la producción de energía del generador y que también aumentará las cargas.

45

Este tipo de desgaste mecánico relacionado con los sistemas de paso de la pala habitualmente se inspecciona solo durante la parada y mediante el uso de la tecnología de cámara tradicional y la inspección visual.

50

Debido a las tolerancias de producción, desde el momento de la instalación puede haber diferentes tipos de diferencias estructurales internas en las palas y con el tiempo puede haber cambios en la estructura de la pala individual que conducen a una desalineación relativa del ángulo de paso de la pala, diferencia en la eficiencia aerodinámica de la pala, dinámica y desequilibrio en el sistema de rotor que tiene un impacto negativo en la producción de energía del generador y aumenta las cargas.

55

Este tipo de cambios estructurales habitualmente se inspecciona solo durante la parada y usando diferentes métodos.

Cualquier desequilibrio en el sistema de rotor influye negativamente en las cargas sobre los diferentes componentes de la turbina eólica, reduce la vida útil de esos componentes y provoca daños consecuentes en, por ejemplo, la base, etc.

60

Adicionalmente, es deseable poder validar cómo se comporta la pala bajo diferentes condiciones de carga, ya que las variaciones en el proceso de producción pueden influir en la geometría de la pala, así como en la función aerodinámica y mecánica real, las tolerancias y el ajuste pueden influir en el paso de la pala individual durante el funcionamiento.

65

Otro desafío para la supervisión de la condición de las palas, el rotor, la producción de energía del generador y la torre de una turbina eólica es detectar diferentes tipos de daños en las palas, cualquier desequilibrio en la eficiencia aerodinámica de las palas y rotores individuales, movimientos no deseados de la torre y fluctuaciones no deseadas en la producción de energía del generador de la turbina eólica.

5 Actualmente, no existe una visión general del estado en tiempo real y la supervisión de la condición de las palas y rotores en turbinas eólicas individuales y en flotas de turbinas eólicas.

10 El daño puede ocurrir inmediatamente después de las inspecciones y este tipo de inspección manual también es un proceso costoso debido al tiempo de inactividad del WTG durante las inspecciones manuales, y el proceso solo puede realizarse bajo ciertas condiciones meteorológicas.

15 Estos problemas se magnifican para ubicaciones en alta mar, donde los parques eólicos son considerablemente más grandes, los cristales de sal pueden ser una causa importante de erosión y causar la difusión de humedad dentro de la estructura de la pala y, a menudo, las turbinas están ubicadas lejos de la tierra y los trabajadores deben ser transportados al emplazamiento el alta mar en barco o helicóptero todos los días y el uso de elevadores y plataformas es muy difícil debido a la marejada del mar.

20 En consecuencia, los operadores de parques eólicos y los fabricantes de equipos originales (OEM) han estado buscando un sistema de supervisión de la condición para palas y rotores en turbinas eólicas individuales y palas y rotores en flotas de turbinas eólicas capaces de detectar condiciones adversas y predecir fallos, para ayudar a minimizar riesgos y priorizar el mantenimiento preventivo y reparaciones, incluyendo galgas extensométricas, acústica, láser y termografía - pero hasta ahora con un éxito limitado.

25 Además de estos hechos, la configuración básica del equipo tradicional de medición de la dirección del viento de supervisión de la condición y el equipo de medición de la velocidad del viento se realiza durante el proceso de fabricación y, habitualmente, cada dos años, estos instrumentos se intercambian durante la puesta a punto usando diferentes métodos de posicionamiento y alineación, sabiendo bien que estos métodos no son precisos - debido a las diferentes tolerancias aceptadas durante el proceso de fabricación y puesta a punto.

30 Otro ejemplo son las fluctuaciones turbulentas de la velocidad del viento y los impactos del ángulo de afluencia del viento sobre la eficiencia aerodinámica de las palas y todo el rotor e influyen considerablemente de manera negativa en la resistencia a la fatiga de los componentes clave de una turbina eólica. Además, la producción de energía del generador se verá influenciada de manera negativa.

35 Los ángulos de afluencia del viento pueden cambiar y el nivel de turbulencia que golpea el rotor se puede aumentar o cambiar bajo ciertas condiciones, es decir, ajuste de paso real, funcionamiento aguas abajo de otra turbina eólica en funcionamiento, aguas abajo de un edificio u otro obstáculo, aguas abajo de un grupo de árboles, aguas abajo de los efectos del terreno en contra del viento como laderas y crestas, etc.

40 Hoy en día, el impacto de la turbulencia esperada y las diferencias relativas en los ángulos de afluencia del viento normalmente se mitigarán al tener un plan de gestión del sector eólico que se base en mediciones de viento en los emplazamientos de parques eólicos y en modelos informáticos "imperfectos" y supuestos que intentan predecir cargas de turbulencia adversas en las turbinas eólicas individuales. Basándose en estos modelos, la salida de producción se reduce o las turbinas eólicas se apagan en ciertas direcciones del viento/sectores eólicos, cuando los cálculos informáticos concluyen dichas condiciones esperadas donde la turbulencia del viento y el ángulo de afluencia del viento pueden afectar negativamente a la vida útil de la turbina eólica típica para ciertas combinaciones especificadas previamente de dirección y velocidad del viento. Esta medida se llama "gestión del sector eólico".

50 La reducción de la salida de energía o el apagado de las turbinas eólicas obviamente conducen a una disminución de la energía producida por la turbina eólica, y esto es, por lo tanto, altamente deseable y existe la necesidad de mejores tecnologías para medir y supervisar las condiciones de turbulencia y/o ángulo de afluencia del viento que golpea el rotor de turbinas eólicas individuales en cada sector eólico para definir criterios para un plan de gestión del sector eólico más óptimo que solo limite la producción de energía del generador o apague las turbinas eólicas cuando los niveles de turbulencia y/o el ángulo de afluencia del viento estén realmente por encima de los límites permisibles.

55 Otro ejemplo es que, si la medición de la dirección del viento no es correcta, obviamente la turbina eólica funcionará con una desalineación de guiñada, dando como resultado cargas excesivas en los componentes clave y toda la turbina y la producción de energía del generador se verá influenciada de manera negativa.

60 Por tanto, existe la necesidad de mejores tecnologías para medir y supervisar la condición de la desalineación de guiñada, la desalineación relativa del paso de la pala, la turbulencia, el ángulo de afluencia del viento, etc., que esta invención sugiere que puede realizarse combinando mediciones de comportamiento del rotor y mediciones de par del generador y producción de energía del generador para definir criterios para algoritmos de guiñada y paso de pala más óptimos y añade dimensiones totalmente nuevas a este tipo de supervisión.

65

Por lo tanto, es altamente deseable tener un sistema de supervisión de la condición combinado con un sistema de comunicación fiable que proporcione alarma instantánea de y comunicación a la turbina eólica para que el receptor reciba lo antes posible cualquier señal de alarma instantánea de la turbina eólica y para que el receptor pueda detener el funcionamiento de la turbina eólica de forma remota cuando sea necesario para evitar que la turbina eólica funcione con desalineaciones, fallos de desarrollo o incluso para prevenir fallos catastróficos. Se pueden usar métodos de comunicación tradicionales.

En otras palabras, las características de afluencia de recursos eólicos, son importantes para el diseño básico de una turbina y específicamente para gestionar el funcionamiento del rotor.

Sin embargo, la naturaleza de nuestra fuente de energía es muy variable - vendrá de cualquiera de los 360 grados, la densidad durante el año varía y la fuerza del viento con el tiempo cambia intensamente - incluso se pueden encontrar diferentes velocidades y direcciones del viento en diferentes alturas del rotor.

Inicialmente, los algoritmos de control para las turbinas eólicas modernas se basaban en veletas y anemómetros "primitivos" ubicados en turbulencias detrás del rotor que miden una fracción mínima del área barrida del rotor para controlar la orientación del rotor hacia el viento. Hoy se sabe que lo que se mide a la altura del cubo en la turbulencia detrás del rotor puede ser radicalmente diferente del viento que está viendo todo el rotor, y los algoritmos de control de las nuevas turbinas eólicas dependen de veletas más inteligentes y anemómetros más fiables, pero estos los instrumentos aún miden el viento en turbulencias detrás del rotor a la altura del cubo y ahora, considerando el desarrollo del tamaño del rotor, en una fracción mucho más pequeña del área barrida del rotor.

El documento WO 2015/001301 A1 desvela un sistema para mapear un campo de viento contra el viento de una turbina eólica. El mapeo del campo de viento se combina con otros elementos sensores para la recopilación de datos utilizados para mejorar la supervisión del rendimiento de la turbina eólica y el ajuste de la turbina eólica mediante parámetros tales como paso de la pala, control de guiñada, gestión de carga, entre otros. El propósito del sistema es mejorar el rendimiento y la protección de la turbina eólica mediante el mapeo optimizado del campo de viento.

El sistema usa el efecto Doppler para mapear el campo de viento con la característica novedosa de utilizar una pluralidad de fuentes de haz Doppler para mapeo de campo de viento optimizado. Se puede aplicar un factor de corrección a la velocidad Doppler medida para corregir cualquier relación estadística conocida que indique una diferencia en la velocidad del viento con la velocidad de las partículas arrastradas en el fluido.

De este modo, lograr corregir la medición hacia la verdadera velocidad del viento a pesar de las mediciones potencialmente inexactas.

El documento WO 2012/103668 A1 desvela un método y un sistema de control para hacer funcionar un generador de turbina eólica basado en la condición de viento medida para lograr un funcionamiento optimizado de la turbina eólica. El método mide las condiciones del viento contra el viento de la turbina eólica en dos ubicaciones a diferentes distancias de la turbina eólica y mide los parámetros de funcionamiento en la turbina eólica. Basándose en las mediciones, se calculan dos velocidades del generador: la velocidad actual del generador basada en mediciones en las mediciones de funcionamiento en la turbina eólica, y una velocidad prevista del generador basada en las condiciones de viento medidas. El funcionamiento de la turbina eólica se optimiza corrigiendo la velocidad del generador a partir de la velocidad actual calculada del generador hasta la velocidad prevista del generador. De este modo, lograr un método y un sistema de control para hacer funcionar una turbina eólica, que ajusta el funcionamiento de la turbina eólica, basándose en las condiciones de viento medidas en dos distancias antes del evento de que estas condiciones de viento golpeen realmente la turbina eólica, o en otra palabras, lograr un método de retroalimentación con suficientes datos de viento medidos relevantes y con tiempo suficiente para ajustar el funcionamiento de la turbina eólica a las condiciones de viento medidas para mejorar la potencia de salida mientras se evita la velocidad excesiva de la turbina eólica.

Esta invención sugiere que al combinar la información de las nuevas tecnologías de vanguardia, ahora se puede detectar y supervisar el impacto del viento, la cizalladura y las características de toda el área barrida del rotor, diagnosticando, por ejemplo, la fluctuación de la energía eléctrica, los movimientos de la torre, la desalineación de guiñada del plano del rotor, la función mecánica real, las tolerancias y el ajuste y el comportamiento y la eficiencia aerodinámica de las palas del rotor individuales en cualquier posición en 360° y de todo el rotor en cualquier posición en 360° y medición y supervisión de la condición de las condiciones de turbulencia y/o el ángulo de afluencia del viento que golpea el rotor en las turbinas eólicas individuales.

Esta nueva información proporcionada por esta invención al controlador de la turbina eólica se puede usar para optimizar la eficiencia aerodinámica de las palas individuales y de todo el rotor y, en consecuencia, obtener la mejor producción posible de energía del generador y las cargas más bajas para estar dentro de las especificaciones y evitar el desgaste prematuro de los componentes de la turbina.

65 Descripción de la invención

- Un objetivo de la invención logrado por un método de supervisión de la condición de un WTG (generador de turbina eólica) que comprende acciones de recopilación y almacenamiento de al menos los siguientes conjuntos de datos junto con sus cronomarcadores. Recopilación de mediciones de producción de energía del generador. Recopilación de mediciones de estado mecánico. Recopilación de mediciones de par del generador. Recopilación de mediciones de dirección de la góndola. Recopilación de mediciones de condiciones meteorológicas.
- El método comprende una acción adicional de sincronización de los conjuntos de datos.
- La acción de sincronizar datos permite la verificación sin precedentes de medidas individuales de datos operativos de un WTG ya que cada medida puede derivarse de otras medidas o depender una de la otra. Por lo tanto, la sincronización permite mejoras en la supervisión de la condición global de un WTG.
- En un ejemplo, los datos se recopilan o muestrean sincronizados. En un ejemplo, los datos o series temporales se organizan y sincronizan antes del procesamiento.
- En un ejemplo, un LiDAR mide las condiciones del viento, digamos 80 metros frente al WTG. Si la velocidad del viento es de 10 m/s, las condiciones del viento llegarán al WTG después de 8 segundos asumiendo una dependencia lineal.
- De manera similar, otras medidas pueden reflejar eventos o datos procesados que se desplazan en el tiempo por unos pocos segundos, unos pocos milisegundos, etc. Es importante destacar que los datos deben sincronizarse en escalas de tiempo relevantes. Por tanto, un experto en la materia reconocerá la escala de tiempo de 1-10 segundos para los sistemas LiDAR, y reconocerá la escala de tiempo de, por ejemplo, milisegundos a segundos en la producción de energía o los datos del generador y sincronizará los datos en consecuencia.
- Se puede lograr un objetivo mediante un método de supervisión de la condición de un WTG (generador de turbina eólica) que comprende acciones de recopilación de conjuntos de datos con cronomarcadores. Los conjuntos de datos pueden ser A) mediciones de producción de energía del generador; B) mediciones de estado mecánico; C) mediciones de dirección de la góndola; D) medición de condiciones meteorológicas, incluidas al menos mediciones de la condición del viento; o E) y medición de par
- El manejo de los conjuntos de datos, por ejemplo, A-E) puede implicar la sincronización de los conjuntos de datos. Puede haber acciones de procesamiento de los conjuntos de datos para proporcionar al menos i) información de estado del rotor/de la pala; ii) Información de producción de energía del generador; iii) Información de estado de la torre
- Puede haber una acción de clasificar la información i), ii) y iii) en al menos los siguientes estados de funcionamiento; estado normal de funcionamiento o estado no normal de funcionamiento.
- En una realización, los conjuntos de datos sincronizados de A) y B) pueden proporcionar información suficiente o mínima de calidad mejorada.
- En un aspecto, los conjuntos de datos A), B), C) y D) se recopilan, se cronomarcan, se almacenan y se sincronizan de acuerdo con un reloj único que representa el tiempo del WTG.
- En un aspecto, la acción de sincronización se realiza usando al menos un sistema de sincronización para sincronizar datos recopilados y cronomarcados. La acción de clasificar al menos un procesamiento automático de autocalibración de los parámetros para la clasificación del estado de funcionamiento que se ajusta a la turbina eólica individual.
- La aplicación de una sincronización garantiza los datos sincronizados antes del procesamiento y, por tanto, permite ventajosamente la implementación de la calibración de parámetros o umbrales en la clasificación. Esto se puede lograr para un WTG individual.
- En un aspecto, una desalineación de guiñada se clasifica como un estado normal de funcionamiento.
- La práctica previa sugeriría al operador que la desalineación de guiñada debería ser 0^0 y, por tanto, las desviaciones deben clasificarse como no normales. Sin embargo, clasificar una desalineación como estado normal de funcionamiento es ventajoso.
- En un aspecto, la acción de procesar datos para proporcionar información de desalineación de guiñada y/o de estado de la torre es a través de acciones de procesamiento de datos para proporcionar i) información de estado del rotor/de la pala y ii) información de producción de energía del generador a partir de A) mediciones de producción de energía B) mediciones de estado mecánico o carga.
- En un aspecto, la acción de procesar datos para proporcionar información de desalineación de guiñada y/o información de estado de la torre y/o información sobre ráfagas de viento que se acercan a la turbina eólica es a través de acciones de recopilación de C) mediciones de dirección de la góndola y/o D) mediciones de condiciones meteorológicas a partir

de un sistema de alta precisión instalado permanente o temporalmente y un sistema de baja precisión instalado permanentemente corregido/calibrado para el sistema de alta precisión.

5 Permitiendo, de este modo, la calibración de alta precisión del algoritmo y comparar los resultados. Cuando se calibran, los sistemas de menor precisión pueden detectar eventos como ráfagas y advertir eficazmente contra el estado operativo no normal.

10 En un aspecto, las acciones de recopilación implican acciones de recopilación de A) mediciones de producción de energía del generador cronomarcadas que están sincronizadas con B) entrada sensorial cronomarcada que incluye entrada sensorial del cubo; entrada sensorial de la pala de rotor, entrada sensorial del eje principal, entrada sensorial de la góndola que se sincronizan con mediciones de dirección de la góndola/tren de transmisión cronomarcadas; y E) que están sincronizadas con la entrada sensorial de par cronomarcada. La acción de procesamiento implica evaluar uno de, más de o todos de:

- 15 ○ Desequilibrio del rotor
- Desequilibrio de la pala individual
- Alineación de guiñada
- Formación de hielo en las palas
- Contaminación de la pala
- 20 ○ Daño de la pala individual
- Daño del rodamiento de pala
- Error de paso eléctrico o hidráulico
- Masa desequilibrada de palas individuales
- Producción de energía del generador mejorada (aumentada o reducida) debido a la guiñada
- 25 ○ Producción de energía del generador mejorada (aumentada o reducida) debido al cambio de paso de las palas
- Ángulo de afluencia de viento con guiñada real
- Turbulencia real
- Ángulo de entrada de viento con pendiente real
- Cizalladura del viento horizontal real
- 30 ○ Movimientos anormales en la torre
- Clasificación de producción de energía del generador
- Ráfaga de viento que se acerca al rotor

35 Se puede lograr un objetivo mediante un sistema de supervisión de la condición de un WTG (generador de turbina eólica) que comprende medios de recopilación de conjuntos de datos para recopilar conjuntos de datos con cronomarcadores. Puede haber medios para recopilar datos de uno o más de A) medios para medir la salida de producción de energía del generador; B) medios para medir el estado mecánico; C) medios para medir la dirección de la góndola; D) medios para medir las condiciones meteorológicas; E) medios para medir las condiciones de par para el generador. Puede haber al menos un procesador configurado para procesar los conjuntos de datos recopilados y funcionalmente para generar una salida de uno o más de: i) Información de estado del rotor/de la pala; ii) Información de producción de energía del generador; iii) Información de estado de la torre; iv) Información de ráfagas de viento que se acercan al rotor. Puede haber medios para generar al menos una salida de información clasificada de estado normal de funcionamiento o estado no normal de funcionamiento.

45 En un aspecto, el sistema puede comprender al menos un sistema de sincronización para sincronizar datos recopilados y cronomarcados. El sistema puede comprender uno o más de los siguientes. Puede haber una opción para proporcionar información para la producción mejorada (aumentada o reducida) de energía del generador a partir de la guiñada para ser usada para el control automático de la guiñada y otros fines. Puede haber una opción para proporcionar información para la producción de energía del generador mejorada (aumentada o reducida) a partir del cambio de paso de palas que se usará para el control automático del cambio de paso de la pala y otros fines. Puede haber una opción para proporcionar información para mejorar el control de reducción de carga cambiando el paso de las palas para evitar cargas de ráfagas altas que se acercan a la turbina eólica.

55 En un aspecto, al menos un sistema de sincronización para sincronizar datos recopilados y con cronomarcador; y al menos un procesamiento automático de autocalibración de los parámetros para la clasificación del estado de funcionamiento que se ajusta a la turbina eólica individual.

60 Por tanto, los WTG que son diferentes y/o se instalan en diferentes condiciones pueden ser ajustados finamente durante un período de tiempo.

Se logra un objetivo haciendo funcionar un WTG con un controlador de WTG basado en la supervisión de la condición como se describe en el presente documento. El método de funcionamiento implica acciones de control del WTG alimentando la al menos procesada i) Información de estado del rotor/de la pala, ii) Información de producción de energía del generador, y iii) Información de estado de la torre al controlador de WTG de manera condicional basándose en al menos los estados de funcionamiento clasificados de estado normal de funcionamiento o estado no normal de funcionamiento.

Por tanto, se mejora el funcionamiento del WTG y se permite que el WTG pueda producir más energía y al mismo tiempo reducir las cargas en el WTG.

5 En un aspecto de hacer funcionar un WTG, los estados de funcionamiento de estado normal de funcionamiento permiten el funcionamiento donde no se aplican señales de acción correctiva al controlador de WTG o donde se aplican señales de acción correctiva al controlador de WTG; o un estado no normal de funcionamiento activa un indicador/una alarma que requiere la acción de asistencia manual para que continúe el funcionamiento del WTG.

10 En un aspecto de hacer funcionar el WTG, el estado de funcionamiento de estado normal de funcionamiento implica el funcionamiento del WTG con desalineación de guiñada.

Esto dará como resultado que la zona de amortiguación frente al WTG sea simétrica y, por lo tanto, distribuya las cargas de manera más óptima que el funcionamiento del WTG hacia desalineación de guiñada nula.

15 En un aspecto de hacer funcionar el WTG, el estado de funcionamiento de estado no normal de funcionamiento requiere la acción de detención automática del funcionamiento continuo del WTG y una acción de inspección del WTG antes de que se reanude el estado normal de funcionamiento.

20 En un aspecto de hacer funcionar el WTG, el estado de funcionamiento de estado no normal de funcionamiento requiere inspeccionar visualmente el WTG mediante acciones de apuntar un sistema de inspección visual con un campo de visión sobre una línea de visión de un plano donde estarán presentes la pala de rotor, el sistema de rotor y la torre durante la parada, el arranque y el funcionamiento. Puede haber una acción de capturar múltiples imágenes del campo de visión con al menos múltiples imágenes con al menos parte de la pala de rotor, el sistema de rotor y la torre en la imagen. Puede haber una acción de seleccionar al menos una imagen de referencia entre las imágenes capturadas. Puede haber una acción de comparar al menos otra imagen capturada con la imagen de referencia.

30 En un aspecto de hacer funcionar el WTG, acciones de controlar el WTG alimentando la al menos información procesada para la producción de energía del generador mejorada (aumentada o reducida) desde la guiñada al controlador de WTG para controlar automáticamente la alineación (guiñada) de la góndola del WTG para situar el rotor en la dirección óptima del viento basándose en la mejora de la producción de energía del generador durante la guiñada, como se describe.

35 El efecto es que el controlador de guiñada del WTG en secuencia fuerza la guiñada en diferentes direcciones para buscar el óptimo de producción de energía del generador y de este modo alineación de guiñada óptima.

40 En un aspecto de hacer funcionar el WTG, hay acciones que controlan el WTG al alimentar la información procesada para la producción de energía del generador mejorada (aumentada o reducida) a partir de palas con paso al controlador de la turbina eólica para controlar el paso de la pala del WTG automáticamente para situar la pala en un ángulo óptimo basándose en la mejora de la producción de energía del generador durante el cambio de paso de la pala.

45 El efecto es que el controlador de paso del WTG en secuencia fuerza el ángulo de paso de la pala en diferentes direcciones para buscar el óptimo de producción de energía del generador y allí mediante un ángulo de paso óptimo, teniendo en cuenta la forma de la curva de potencia y el punto operativo real en la curva de potencia.

50 En un aspecto de hacer funcionar el WTG, hay acciones de controlar el WTG alimentando la información procesada sobre las ráfagas que se acercan a la turbina eólica controlando la pala WTG para inclinarse automáticamente para situar la pala en un ángulo óptimo basándose en un control de carga mejorado que reduce las cargas desde las ráfagas de viento máximas.

El efecto es que el controlador de paso del WTG fuerza el ángulo de paso de la pala en diferentes direcciones preparándose para un impacto de carga más óptimo en el rotor del WTG - teniendo en cuenta la ráfaga de viento que se acerca al rotor, la velocidad del viento medida real y el punto operativo real en la curva de potencia.

55 Se desvela un método de inspeccionar visualmente un WTG (generador de turbina eólica) y partes del mismo que comprende acciones de apuntar un sistema de inspección visual con un campo de visión sobre una línea de visión de un plano donde estarán presentes la pala de rotor, el sistema de rotor y la torre durante la parada, el arranque y durante el funcionamiento. Puede haber una acción de capturar múltiples imágenes del campo de visión con al menos múltiples imágenes con al menos parte de la pala de rotor, el sistema de rotor y la torre en la imagen. Puede haber una acción de seleccionar al menos una imagen de referencia entre la imagen capturada. Puede haber una acción de comparar al menos otra imagen capturada con la imagen de referencia.

De este modo, se proporciona un método que analiza y verifica eficazmente los fallos en un rotor de un WTG.

65 El método puede aplicarse en sí mismo o como método usado en la supervisión de la condición de un WTG.

En un aspecto de inspeccionar visualmente un WTG (12) y sus partes, la inspección visual se lleva a cabo mediante una o más exploraciones lineales.

5 En un aspecto de inspeccionar visualmente un WTG y sus partes, la inspección visual se lleva a cabo por medio de una o más cámaras de exploración lineal y una o más cámaras de exploración de área.

En un aspecto de inspeccionar visualmente un WTG y sus partes, se usa una o más cámaras de exploración lineal como una unidad de disparo para activar una o más cámaras de exploración de área.

10 En un aspecto de inspeccionar visualmente un WTG y sus partes, la tecnología de bucle de bloqueo de fase (PLL) se usa para disparar y activar bien una cualquiera o más cámaras de exploración lineal y/o una o más cámaras de exploración de área basadas en software o métodos para sincronizar el ordenador al rotor real.

El método implica procesar los conjuntos de datos para proporcionar al menos una de las siguientes informaciones:

- 15
- Desequilibrio del rotor
 - Desequilibrio de la pala individual
 - Alineación de guiñada
 - Formación de hielo en las palas
 - Contaminación de la pala
 - Daño de la pala individual
 - Daño del rodamiento de pala
 - Error de paso eléctrico o hidráulico
 - Masa desequilibrada de palas individuales
 - Producción de energía del generador mejorada (aumentada o reducida) debido a la guiñada
 - Producción de energía del generador mejorada (aumentada o reducida) debido al cambio de paso de las palas
 - Ángulo de afluencia de viento con guiñada real
 - Turbulencia real
 - Ángulo de entrada de viento con pendiente real
 - Cizalladura del viento horizontal real
 - Movimientos anormales en la torre
 - Clasificación de producción de energía del generador
 - Ráfaga de viento que se acerca al rotor

35 El método puede implicar un procesamiento automático de autocalibración de los parámetros que se ajustan y optimizan para la turbina eólica individual.

El método puede incluir clasificar la información procesada en o de acuerdo con al menos los siguientes estados de funcionamiento: estado normal de funcionamiento o estado no normal de funcionamiento.

40 De este modo, se puede lograr que los ángulos de paso de la pala individual en cualquier posición del rotor y cualquier condición de viento se puedan ajustar correctamente para obtener la mejor producción de energía del generador posible y/o controlar la producción de energía del generador de turbina máxima y las cargas para estar dentro de las especificaciones. Además, tanto para las turbinas eólicas reguladas por pérdida como para las turbinas eólicas reguladas por paso, si los ángulos de paso de las palas de los rotores individuales en una posición del rotor a 360° específica durante el arranque y el funcionamiento no son idénticos, el rotor no estará en equilibrio, dando como resultado cargas excesivas en toda la turbina eólica y la base, y la producción de energía del generador se verá afectada de manera negativa.

50 Además, se logra que los ángulos de paso de la pala durante el arranque y durante el funcionamiento se ajusten con una precisión de 0,2 grados en una posición del rotor específica en 360°.

De acuerdo con la invención, si es posible un paso individual de las palas en un WTG, una ventaja también puede ser ajustar el paso individual de las palas a 1 rpm del rotor en grandes WTG debido principalmente a las diferencias de velocidad del viento entre la parte superior e inferior del rotor.

55 De acuerdo con la invención, esto permitió verificar y potencialmente ajustar los ángulos de paso de las palas individuales reales durante el arranque y durante el funcionamiento después de la instalación de las palas en el cubo.

60 En un aspecto de la invención, la mejor producción de energía del generador posible y/o el control de la producción de energía máxima del generador de la turbina y las cargas para estar dentro de las especificaciones se puede lograr mediante el ajuste correcto de los ángulos de paso de la pala individual en cualquier posición del rotor y cualquier condición de viento.

65 Además, las cargas excesivas en toda la turbina eólica y la base y la producción de energía del generador se reducirán tanto para las turbinas eólicas reguladas por pérdida como para las turbinas eólicas reguladas por paso. Esto se puede

lograr si los ángulos de paso de las palas de los rotores individuales en una posición del rotor específica en 360° del rotor durante el arranque y el funcionamiento son idénticos debido a que el rotor estará en equilibrio.

5 Como ejemplo, la desalineación relativa del paso de la pala de 1,0 grado tendrá una influencia de aproximadamente un 10 % de reducción en el nivel de producción de energía del generador. Esta pérdida de producción de energía del generador puede superarse en un aspecto de la invención logrado mediante un ajuste de una precisión de 0,2 grados de los ángulos de paso de la pala individual durante el arranque y durante el funcionamiento en una posición del rotor específica en 360° .

10 En el aspecto de la invención, las palas se instalan en el cubo, de este modo se logra verificar y potencialmente ajustar los ángulos de paso reales de la pala individual durante el arranque y durante el funcionamiento.

15 La configuración básica de los ángulos de paso de la pala se realiza durante la instalación haciendo coincidir las marcas en el cubo con las marcas en la raíz de la pala. Estas marcas se realizan durante la fabricación de la pala. Es bien conocido que estas marcas no son precisas debido a las diferentes tolerancias aceptadas durante el proceso de producción y, por tanto, puede producirse una desalineación de los ángulos de paso de la pala.

20 Habitualmente, los daños en el sistema de paso de la pala y las palas surgen con el tiempo debido a diferentes tipos de desgaste. Adicionalmente, daños durante el funcionamiento, como por ejemplo, caída de tiras de pérdida y generadores de vórtices, grietas y caída de las superficies de las palas, daños por aligeramiento, etc., se observan habitualmente.

25 En un aspecto de la invención, se logra detectar daños y desalineación visualmente usando tecnología de cámara adicional combinada con tecnología avanzada de mecanismo de disparo de cámara.

En otro aspecto de la invención, los daños y la desalineación pueden detectarse mediante la supervisión de la condición del comportamiento y la eficiencia aerodinámica de las palas de rotor individuales y todo el rotor durante el arranque y durante el funcionamiento de las turbinas eólicas.

30 La detección visualmente y la supervisión de la condición mencionadas anteriormente se pueden combinar para lograr la detección de daños y desalineación.

35 Por tanto, estos aspectos de la invención proporcionan información y alarma instantánea con respecto a daños y desalineación durante el funcionamiento. Esto es muy ventajoso y añade dimensiones totalmente nuevas a este tipo de inspecciones y supervisión de la condición de flotas de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales.

40 Los daños mencionados anteriormente tienen un impacto negativo sobre la producción de energía del generador y las cargas debido al desequilibrio del sistema de rotor y la reducción de la eficiencia aerodinámica de las palas individuales y todo el rotor durante el funcionamiento. Este tipo de daños habitualmente se inspecciona solo durante la parada y por personal de mantenimiento que usan elevadores caros, sistemas de escalada con cuerdas o drones.

45 En la actualidad, solo la diferencia entre los ángulos relativos de paso de las palas entre las palas instaladas en el rotor de una turbina eólica se medirá en la parada. Habitualmente, estas mediciones se realizan mediante el uso de una cámara fija común que se coloca debajo del rotor de la turbina eólica. Por lo tanto, el rotor de la turbina eólica debe detenerse en posiciones exactas con las palas individuales apuntando hacia la cámara.

50 Sin embargo, es difícil detener los rotores en la posición exacta con una precisión lo suficientemente baja como para juzgar el paso de la pala individual. Asimismo, es difícil interpretar estas fotos. Es importante destacar que solo se pueden evaluar los ángulos de paso relativos de la pala individual usando este método y solo cuando el rotor no está en funcionamiento.

55 En un aspecto de la invención, se logra detectar visualmente los movimientos de la torre, el ángulo de paso de la pala individual y la geometría de la pala, así como la función mecánica real, las tolerancias y el ajuste. Esto se puede lograr tanto durante la parada, el arranque como durante el funcionamiento de las turbinas eólicas.

Esto es muy ventajoso con respecto al mantenimiento y ajuste de los WTG y sus partes al proporcionar información que puede conducir a un desequilibrio y desalineación. El desequilibrio y la desalineación pueden reducir la producción de energía del generador y aumentar las cargas.

60 Un ejemplo que puede conducir a un desequilibrio y una desalineación es que el sistema de paso de la pala experimentará desgaste mecánico y diferentes tipos de daños que conducirán a diferencias en los ajustes de los ángulos de paso de la pala individual, etc., durante el arranque y durante el funcionamiento.

65 Otro ejemplo es que las tolerancias de producción pueden dar como resultado diferentes tipos de diferencias estructurales internas en las palas y, por tanto, con el tiempo puede haber cambios en la estructura de la pala individual que conducen a una desalineación relativa del ángulo de paso de la pala.

Ambos ejemplos conducen a un impacto negativo sobre la eficiencia aerodinámica de las palas individuales, en toda la dinámica del rotor y en el equilibrio del sistema de rotor. Esto puede ser superado por la invención.

5 Cualquier desequilibrio en el sistema de rotor influye negativamente en las cargas sobre los diferentes componentes de la turbina eólica, reduce la vida útil de esos componentes y provoca daños consecuentes en, por ejemplo, la base, etc.

10 Las variaciones en el proceso de producción pueden influir en la geometría de la pala y, por tanto, puede ser deseable validar cómo se comporta la pala bajo diferentes condiciones de carga. La función aerodinámica y mecánica real, las tolerancias y el ajuste pueden influir en el paso de la pala individual durante el funcionamiento.

15 "El principal desafío para la supervisión de la condición de las palas, el rotor, la producción de energía del generador y la torre de una turbina eólica es detectar diferentes tipos de daños en las palas, cualquier desequilibrio en la eficiencia aerodinámica de las palas individuales y el rotor, movimientos no deseados de la torre y fluctuaciones no deseadas en la producción de energía del generador a partir de la turbina eólica".

Actualmente, no existe una visión general del estado en tiempo real y la supervisión de la condición de las palas y rotores en turbinas eólicas individuales y en flotas de turbinas eólicas.

20 Para los operadores, la inspección manual continúa siendo, por lo tanto, la única opción para determinar el estado de una pala y del rotor. Sin embargo, por muchas razones, esta no es una solución efectiva. La inspección manual implica una verificación visual de las palas del rotor que debe ser llevada a cabo por técnicos altamente cualificados que cuelgan de cuerdas o usan plataformas de trabajo especiales. En ambos casos, los métodos dependen completamente de la capacidad de detectar daños a simple vista, lo que significa que el proceso de inspección manual se limita a la superficie de la pala de rotor, o golpear la pala para hacerse una idea de su integridad estructural, los cuales ambos están ampliamente abiertos al error humano.

25 Asimismo, el daño puede ocurrir inmediatamente después de las inspecciones y este tipo de inspección manual también es un proceso costoso debido al tiempo de inactividad del WTG durante las inspecciones manuales, y el proceso solo puede realizarse bajo ciertas condiciones meteorológicas.

30 Estos problemas se magnifican para ubicaciones en alta mar, donde los parques eólicos son considerablemente más grandes, los cristales de sal pueden ser una causa importante de erosión y causar la difusión de humedad dentro de la estructura de la pala y, a menudo, las turbinas están ubicadas lejos de la tierra y los trabajadores deben ser transportados al emplazamiento el alta mar en barco o helicóptero todos los días y el uso de elevadores y plataformas es muy difícil debido a la marejada del mar.

35 En consecuencia, los operadores de parques eólicos y los fabricantes de equipos originales (OEM) han estado buscando un sistema de supervisión de la condición para palas y rotores en turbinas eólicas individuales y palas y rotores en flotas de turbinas eólicas capaces de detectar condiciones adversas y predecir fallos, para ayudar a minimizar riesgos y priorizar reparaciones, incluyendo galgas extensométricas, acústica, láser y termografía - pero hasta ahora con un éxito limitado.

40 Teniendo en cuenta la medición de la velocidad del viento y la dirección del viento, en la actualidad los instrumentos de supervisión de la condición estándar se encuentran en la góndola detrás del rotor y se ven afectados por diferentes flujos de viento alrededor de la góndola, turbulencias detrás del rotor, ajuste real del paso de la pala y la condición real del emplazamiento, es decir, el funcionamiento aguas abajo de otra turbina eólica en funcionamiento, aguas abajo de un edificio u otro obstáculo, aguas abajo de un grupo de árboles dependiendo de qué sector eólico viene el viento, etc., y, por lo tanto, no pueden medir la dirección y la velocidad del viento correctamente.

45 Además de estos hechos, la configuración básica del equipo de medición de la dirección del viento de supervisión de la condición y el equipo de medición de la velocidad del viento se realiza durante el proceso de fabricación y, habitualmente, cada dos años, estos instrumentos se intercambian durante la puesta a punto usando diferentes métodos de posicionamiento y alineación, sabiendo bien que estos métodos no son precisos - debido a las diferentes tolerancias aceptadas durante el proceso de fabricación y puesta a punto.

50 Las fluctuaciones turbulentas de la velocidad del viento y el ángulo de afluencia del viento pueden afectar a la eficiencia aerodinámica de las palas y de todo el rotor y, por lo tanto, reducir considerablemente la vida útil de los componentes clave de una turbina eólica. Asimismo, una eficiencia aerodinámica reducida de las palas y de todo el rotor también reduce la producción de energía del generador.

55 Los ángulos de afluencia del viento pueden cambiar y el nivel de turbulencia que golpea el rotor se puede aumentar o cambiar bajo ciertas condiciones, es decir, ajuste de paso real, funcionamiento aguas abajo de otra turbina eólica en funcionamiento, aguas abajo de un edificio u otro obstáculo, aguas abajo de un grupo de árboles, aguas abajo de los efectos del terreno en contra del viento como laderas y crestas, etc.

- Hoy en día, el impacto de la turbulencia esperada y las diferencias relativas en los ángulos de afluencia del viento normalmente se mitigarán al tener un plan de gestión del sector eólico que se base en mediciones de viento en los emplazamientos de parques eólicos y en modelos informáticos "imperfectos" y supuestos que intentan predecir cargas de turbulencia adversas en las turbinas eólicas individuales. Basándose en estos modelos, la salida de producción se reduce o las turbinas eólicas se apagan en ciertas direcciones del viento/sectores eólicos, cuando los cálculos informáticos concluyen dichas condiciones esperadas donde la turbulencia del viento y el ángulo de afluencia del viento pueden afectar negativamente a la vida útil de la turbina eólica típica para ciertas combinaciones especificadas previamente de dirección y velocidad del viento. Esta medida se llama "gestión del sector eólico".
- La reducción de la salida de energía o el apagado de las turbinas eólicas obviamente conducen a una disminución de la energía producida por la turbina eólica, y esto es, por lo tanto, altamente deseable y existe la necesidad de mejores tecnologías para medir y supervisar las condiciones de turbulencia y/o ángulo de afluencia del viento que golpea el rotor de turbinas eólicas individuales en cada sector eólico para definir criterios para un plan de gestión del sector eólico más óptimo que solo limite la producción de energía del generador o apague las turbinas eólicas cuando los niveles de turbulencia y/o el ángulo de afluencia del viento estén realmente por encima de los límites permisibles.
- Por ejemplo, si la medición de la dirección del viento no es correcta, obviamente la turbina eólica funcionará con una desalineación de guiñada, dando como resultado cargas excesivas en los componentes clave y en toda la turbina y una producción reducida de energía del generador.
- Por lo tanto, es altamente ventajoso con mejores tecnologías para medir y supervisar la alineación de guiñada para definir los criterios para un algoritmo de guiñada más óptimo y añade dimensiones totalmente nuevas a este tipo de supervisión.
- La eficiencia aerodinámica general de las palas individuales y todo el rotor se puede usar, por tanto, como instrumento de medición.
- El método de supervisión de la condición de parques de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales y sus partes incluye la supervisión de la condición del comportamiento y la medición de la eficiencia aerodinámica de las palas del rotor individuales y todo el rotor, la supervisión de los movimientos en la torre, la supervisión de las características de la producción de energía del generador y proporcionar una alarma instantánea de manera fiable - cuando sea necesario.
- De acuerdo con la presente invención, se proporciona un método para la inspección visual de una flota de turbinas eólicas y palas de rotor de turbinas eólicas individuales, rotor y torre. Puede haber acciones de apuntar un sistema de inspección visual con un campo de visión sobre una línea de visión hacia un área plana donde estarán presentes la pala de rotor y posiblemente también la torre durante la parada, el arranque y el funcionamiento. Puede haber acciones de capturar múltiples imágenes del campo de visión con al menos múltiples imágenes con al menos parte de la pala de rotor en la imagen. Puede haber acciones de seleccionar al menos una imagen de referencia de cada pala y potencialmente también la torre entre las imágenes capturadas. Finalmente, puede haber acciones de comparar al menos otra imagen capturada de cada pala y potencialmente también la torre con la imagen de referencia.
- Dichas acciones pueden permitir obtener las siguientes medidas. Las acciones pueden permitir inspeccionar y diagnosticar los ángulos de paso de la pala de rotor incorrectos individuales durante la parada, el arranque y el funcionamiento - ajustar posteriormente los ángulos de paso de la pala de rotor incorrectos para optimizar la producción de energía del generador desde el WTG y al mismo tiempo reducir las cargas al WTG. Las acciones pueden permitir inspeccionar y diagnosticar rotores desequilibrados debido a los ángulos de paso variables o por otras razones dentro del sistema de rotor durante la parada, el arranque y durante el funcionamiento pueden diagnosticarse y ajustarse, lo que aumenta la producción de energía del generador y evita posibles daños a otros componentes vitales y la base del WTG como resultado de cargas reducidas. Las acciones pueden permitir inspeccionar y diagnosticar diferentes tipos de daños visibles en la superficie de pala en las palas del rotor individuales durante la parada, - reparando posteriormente estos daños para optimizar la producción de energía del generador a partir del WTG y al mismo tiempo reducir las cargas al WTG.
- Las acciones pueden permitir inspeccionar y diagnosticar diferentes tipos de daños estructurales de las palas del rotor que solo se vuelven visuales durante el arranque y durante funcionamientos de una turbina eólica.
- Las acciones pueden permitir la reparación posterior de estos daños o, si la reparación es imposible, intercambiar las palas para optimizar la producción de energía del generador a partir del WTG y al mismo tiempo reducir las cargas al WTG.
- Las acciones pueden permitir que rotores desequilibrados debido a diferente forma, flexión, torsión, diferencias estructurales o por otras razones relacionadas con las palas individuales en el sistema de rotor durante la parada, el arranque y durante el funcionamiento pudieran diagnosticarse y reclamar al proveedor que solucione este problema.
- Las acciones pueden permitir que un comportamiento dinámico inesperado y de aumento de carga de la torre de la

turbina eólica durante el arranque y durante el funcionamiento debido a un sistema de rotor desequilibrado o por otras razones pudieran diagnosticarse y reclamar al proveedor que solucione este problema.

5 Las acciones pueden permitir que ajustes estacionales de los pasos de las palas del rotor debido a que las temperaturas climáticas variables podrían realizarse más fácilmente para optimizar la producción de energía del generador en las diversas densidades de aire.

10 En consecuencia, mediante este método, los errores del ángulo de paso de la pala de rotor, la forma diferente de la pala, la flexión de la pala, la torsión de la pala, las diferencias estructurales de la pala y la dinámica inesperada de la torre se hacen evidentes y pueden detectarse y diagnosticarse incluso durante el arranque y el funcionamiento del WTG.

15 Para mejorar el método de inspeccionar visualmente una pala de rotor de un WTG, un rotor y potencialmente también una torre de acuerdo con la invención, puede ser ventajoso que el método que comprende una acción de combinar el sistema de inspección visual luz natural y/o con el uso de reflector, luz láser, luz infrarroja (mediciones termográficas) u otros tipos de luz de todo tipo para visualizar posibles daños en la superficie y/o los bordes de la pala de rotor.

20 Puede ser ventajoso modificar el método de acuerdo con la invención con la etapa adicional del método de correlacionar las mediciones con la velocidad real del viento.

Además, puede ser una ventaja modificar el método de acuerdo con la invención mediante una acción de correlacionar las mediciones con información sobre cuándo el sistema de paso de la pala realmente está haciendo girar las palas.

25 Puede haber acciones de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG de acuerdo con la invención, donde el sistema de inspección visual es una cámara de exploración lineal.

30 Como alternativa, acciones de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG de acuerdo con la invención, el sistema de inspección visual es una cámara de exploración de área.

Como alternativa, acciones de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG de acuerdo con la invención, el sistema de inspección visual es una cámara termográfica.

35 Puede haber acciones de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG de acuerdo con la invención, es tal modificación, donde el sistema de inspección visual se realiza con una cámara de exploración lineal y una cámara de exploración de área y una cámara termográfica individualmente o en combinación.

40 Las acciones pueden modificarse o alterarse para que una o más cámaras de exploración lineal se usen como una unidad de disparo para activar una o más cámaras de exploración de área y/o cámaras termográficas.

45 Asimismo, puede ser ventajoso que el método de acuerdo con la invención se modifique de tal manera que se usa tecnología de bucle de bloqueo de fase (PLL) para disparar y activar una o más cámaras de exploración lineal y/o una o más cámaras de exploración de área y/o una o más cámaras térmicas en combinación o individualmente basándose en software o métodos para sincronizar el ordenador con el comportamiento real del rotor.

50 Una posibilidad, entre otras, es establecer una imagen virtual sincronizada del rotor - ya que el rotor virtual es un espejo del rotor real, es posible un disparo preciso.

El uso de cámaras de exploración de área especialmente es la necesidad de un disparo exacto (capturar una imagen con el rotor en una posición precisa en 360°) puede implicar hacer uso de una cámara de exploración lineal capaz de capturar una imagen de una pala cuando está pasando por el área de visión de la cámara.

55 La posición de la pala se puede determinar con precisión y la cámara de exploración de área o la cámara termográfica también se pueden disparar con precisión.

60 El uso también puede implicar hacer uso de dicha luz láser o cualquier otra fuente de luz adecuada para la activación de una unidad de disparo para la activación de una cámara de exploración lineal o una cámara de exploración de área o una cámara termográfica por el paso de una parte, preferiblemente, una parte de borde de una pala de rotor de WTG y la torre durante la inspección.

65 El uso también puede implicar hacer uso de dicho disparo controlado por ordenador para la activación de una cámara de exploración lineal o una cámara de exploración de área o una cámara termográfica basada en software o métodos para sincronizar el ordenador con el rotor real.

Las acciones pueden ser establecer una imagen virtual sincronizada del rotor usando la tecnología PLL.

5 La tecnología de bucle de bloqueo de fase (PLL) se usa comúnmente en sistemas de control para sincronizar o bloquear la rotación de la máquina o las señales eléctricas a una señal de referencia virtual. Como el rotor virtual sincronizado es un espejo del rotor real, es posible un disparo preciso.

10 De acuerdo con una realización adicional de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG, puede haber otras acciones. Una acción puede ser hacer uso de uno o más vehículos aéreos para transportar y colocar una o varias cámaras de exploración lineal o una o más cámaras de exploración de área o una o más cámaras termográficas. Una acción puede ser hacer uso de la velocidad real del viento. Podría ser una ventaja correlacionar las mediciones con la velocidad real del viento para tener una idea de en qué parte de la curva de potencia está funcionando la turbina eólica - por lo tanto, se considera que integra una pequeña estación meteorológica móvil en la configuración. Una acción puede implicar que el sistema de paso de las palas esté girando realmente. Es una ventaja correlacionar las mediciones con información sobre cuándo el sistema de paso de las palas está realmente haciendo girar las palas para poder filtrar las imágenes en las que el sistema de paso de la turbina eólica realmente está en funcionamiento y cambiar el paso de las palas.

20 La inspección visual de una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG de acuerdo con la invención puede comprender una acción de comparar las imágenes capturadas con la imagen de referencia usando tecnología de reconocimiento de patrones para determinar con precisión el ángulo de paso relativo y absoluto de la pala de rotor u otros elementos posibles de la pala de rotor y el sistema de rotor que están siendo inspeccionados.

25 Puede haber acciones de proporcionar una dinámica de torre adicional al comparar las imágenes capturadas con la imagen de referencia usando tecnología de reconocimiento de patrones para determinar con precisión la dinámica absoluta de la torre que está siendo inspeccionada.

30 Como alternativa, el método de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG puede implicar además una acción de comparar las imágenes capturadas, automática o manualmente, con la imagen de referencia capturada y almacenada previamente usando tecnología de reconocimiento de patrones para establecer documentación precisa de la condición de la pala de rotor que está siendo inspeccionada.

35 Puede haber una acción de comparar las mediciones de movimientos de la torre y de la pala individual y de todo el rotor con valores de referencia (de otros WTG o de los valores esperados de acuerdo con las mediciones de las condiciones meteorológicas reales en frente del rotor) para la documentación precisa de la condición de la pala de rotor y el rotor que están siendo inspeccionados.

40 De acuerdo con otra alternativa, el método de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG de acuerdo con la invención puede comprender acciones de comparar las imágenes capturadas con dibujos de construcción existentes u otra documentación previa usando tecnología de reconocimiento de patrones para establecer documentación precisa de la pala de rotor, el sistema de rotor y la torre que están siendo inspeccionados.

45 Puede haber una acción de comparar las mediciones de eficiencia de los movimientos de la torre y de las palas individuales y de todo el rotor con los valores de referencia en las especificaciones y documentación del OEM para establecer una documentación precisa de la condición de la pala y el rotor que están siendo inspeccionados.

50 De acuerdo con otra alternativa, el método de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG de acuerdo con la invención puede comprender otra acción de comparación de los resultados de *"método de inspeccionar visualmente una pala de rotor, un sistema de rotor y potencialmente también una torre de un WTG"* con resultados de *"método de supervisión de la condición de las flotas de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales y sus partes, y ejecutar una alarma instantánea cuando sea necesario"* - como se describe más adelante.

55 De este modo, es posible determinar los ángulos de paso de la pala de rotor individual de una turbina eólica durante el arranque y el funcionamiento normal del WTG. Es posible determinar la forma de la pala de rotor individual de la turbina eólica, la flexión de la pala, la torsión de la pala y las diferencias estructurales de la pala, etc., durante el arranque y el funcionamiento normal del WTG. Es posible determinar diferentes tipos de daños visibles en la superficie de las palas en las palas individuales durante la parada, el arranque y el funcionamiento de una turbina eólica. Es posible determinar daños estructurales de la pala que se vuelven visuales durante el arranque y durante el funcionamiento de una turbina eólica. Es posible determinar los desequilibrios en el sistema de rotor de una turbina eólica durante el arranque del WTG y durante el funcionamiento. Es posible determinar dinámicas inesperadas de la torre relacionadas con la torre de una turbina eólica durante el arranque del WTG y durante el funcionamiento mediante una técnica de cámara dedicada combinada con un ordenador controlado.

65

ES 2 806 806 T3

- 5 Es posible disparar con precisión para activación de una o más cámaras de exploración lineal y/o una o más cámaras de exploración de área y/o una o más cámaras termográficas basándose en software y/o métodos para sincronizar el ordenador con las rpm reales del rotor, registrar los ángulos de paso de la pala de rotor individual del WTG, las diferencias en la forma de la pala, las diferencias en la temperatura de la pala, la flexión de la pala, la torsión de la pala y las diferencias estructurales de la pala, etc., durante el arranque y el funcionamiento normal.
- 10 Es posible usar fotografías digitales y técnicas de reconocimiento de patrones para registrar y analizar palas de rotor individuales, el sistema de rotor y la torre de un WTG.
- 15 Es posible usar métodos y algoritmos técnicos para determinar la posición, el paso, la forma, el personal, la flexión, etc., de la pala. Es posible optimizar la salida de un WTG usando las técnicas mencionadas anteriormente. Es posible reducir las cargas sobre WTG usando las técnicas mencionadas anteriormente. Es posible mejorar la planificación del mantenimiento preventivo y regular y, como resultado de esto, reducir los costes de mantenimiento usando las técnicas mencionadas anteriormente.
- 20 De acuerdo con la invención, también se proporciona un método de supervisión de la condición de las flotas de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales y partes de las mismas y ejecución de una alarma instantánea cuando sea necesario.
- 25 Esta invención supervisará las palas del rotor, el rotor, la torre, el par del WTG en el generador y la producción de energía del generador durante la parada, el arranque y durante el funcionamiento donde el sistema o caja de supervisión de la condición está configurado con una o más características.
- 30 Puede haber medios para recibir entrada cronomarcada sobre la producción de energía del generador mediante el uso de equipos de medición de precisión.
- 35 Puede haber medios para recibir entrada de acelerómetros/sensores instalados en las palas del rotor, en el cubo, en el eje principal y en la góndola ubicada en el centro de la torre, que proporciona mediciones dependientes de la posición de los movimientos, aceleraciones, ángulos de rotación del rotor, las palas de rotor individuales y la torre en los ejes x, y y z.
- 40 Puede haber medios para recibir entrada sobre las condiciones meteorológicas reales detrás del rotor mediante el uso de mediciones de velocidad y dirección del viento, etc., mediciones de instrumentos de medición existentes ubicados detrás del rotor.
- 45 Puede haber medios para recibir actualizaciones de software e información del propietario y/u operador para detener el WTG de inmediato, etc.
- 50 Puede haber medios para concebir y organizar el cronomarcador y almacenar toda la entrada del sensor anterior.
- 55 Puede haber medios para sincronizar todas las entradas de sensor anteriores.
- 60 De este modo se obtienen las siguientes medidas. Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica dependiente de la posición real del rotor en 360° y de la pala en 360° (convertida en la salida de producción de energía del generador medida) al correlacionar las mediciones reales de la posición real del rotor y de la pala de movimientos, aceleraciones, ángulos de rotación del rotor y las palas de rotor individuales en los ejes x, y y z con la producción de potencia del generador y el par reales - lo que hace posible, procesando datos recopilados usando métodos técnicos y algoritmos multidimensionales, analizar.
- 65 Diagnóstico de la producción de energía del generador dependiente de la posición real del rotor y de la pala en 360°.
- Diagnóstico de los movimientos y aceleraciones, etc., dependiente de la posición real del rotor y de la pala en 360°.

Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica de las palas individuales relativamente desequilibradas debido a la alineación incorrecta de las palas de turbina eólica individuales entre sí (alineación relativa de paso de la pala) en cualquier posición del rotor en 360°.

- 5 Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica del rotor mejorada/empeorada debido a que el WTG en realidad está inclinando las palas individual o sincrónicamente a una posición mejor/peor.

Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica de la pala individual desequilibrada en la dirección horizontal (con respecto al plano del rotor) medida en la posición de la altura del cubo debido a la desalineación de guiñada de la góndola.

- 10 Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica de la pala individual mejorada/empeorada en la dirección horizontal (con respecto al plano del rotor) en la posición de la altura del cubo debido a que el WTG en realidad está guiñando el rotor a una posición mejor/peor.

- 15 Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica del rotor mejorada/empeorada debido a la formación de hielo en las palas y otra determinación de la pala que reduce el equilibrio aerodinámico y la eficiencia del rotor.

Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica de la pala individual desequilibrada inesperada y de aumento de carga en la dirección tangencial (con respecto al plano del rotor) en la parte superior de la posición del rotor y la parte inferior de las posiciones del rotor debido al ángulo de afluencia del viento.

- 20 Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica de la pala individual desequilibrada inesperada y de aumento de carga debido a la turbulencia.

- 25 Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica de la pala individual desequilibrada inesperada y de aumento de carga y rotores desequilibrados por otras razones dentro del sistema de rotor durante el funcionamiento, como por ejemplo el desgaste de los soportes de cojinetes de pala, errores de paso de pala eléctricos e hidráulicos o daño de las palas de rotor individuales.

- 30 Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica de la pala individual desequilibrada inesperada y de aumento de carga debido a los diferentes tipos de daños en la superficie de pala en las palas de rotor individuales.

Diagnóstico de masa desequilibrada inesperada y de aumento de carga de las palas individuales debido al diferente peso de las palas individuales.

- 35 Diagnóstico de la eficiencia aerodinámica y el equilibrio aerodinámico en todo el rotor y un desequilibrio inesperado y de aumento de carga en la eficiencia aerodinámica de la pala individual debido a diferentes formas de pala, flexión, torsión, diferencias estructurales o por otras razones relacionadas con las palas individuales en el sistema de rotor.

- 40 Diagnóstico de la velocidad real del viento, la dirección del viento, los movimientos inesperados y de aumento de carga relacionados con la posición del rotor y la pala, en la torre.

Diagnóstico de fluctuaciones y distorsiones inesperadas y no deseadas en la red eléctrica debido a cualquier desequilibrio en la eficiencia aerodinámica de las palas del rotor individual y todo el rotor.

- 45 Diagnóstico de mediciones exactas calibradas de la salida de producción de energía del generador real en una calidad que se puede usar para mediciones de curva de potencia de acuerdo con la norma IEC posterior al diagnóstico anterior

El diagnóstico anterior puede incluir tener en cuenta el asesoramiento de expertos, el conocimiento, la experiencia y los deseos de los propietarios u operadores sobre el nivel de atención necesario y la configuración para disparar la alarma instantánea.

- 50 La salida puede ser una salida reguladora para el controlador de WTG que está configurada para regular, en función de esta entrada reguladora, para ajustar las configuraciones incorrectas para optimizar la producción de energía del generador desde el WTG y prevenir daños potenciales a otros componentes vitales y la base del WTG como resultado de cargas reducidas al WTG.

La salida puede ser una alarma instantánea al controlador de WTG cuando se considere necesario.

- 60 La salida puede ser una alarma instantánea al propietario/operador/centro de vigilancia 24/7, cuando se considere necesario para organizar el ajuste o que el WTG sea inspeccionado, reparado o si la reparación es imposible, organizar un intercambio (si está en garantía reclamar al proveedor para que solucione este problema).

- 65 La salida puede ser datos y estadísticas relevantes para el propietario/operador/centro de vigilancia 24/7, según se solicite para un análisis adicional.

En consecuencia, mediante esta invención, el comportamiento de la pala individual y de todo el rotor, cargas inesperadas y movimientos de la torre, fluctuaciones en la producción de energía del generador, etc., se vuelven evidentes y al usar esta información es posible aumentar la producción de energía del generador y al mismo tiempo reducir las cargas, costes de mantenimiento y puesta a punto y prolongar la vida útil del componente principal en una turbina eólica al situar mejor el rotor del WTG y las palas individuales en el viento y, además, optimizar la gestión del sector eólico al proporcionar una señal de control mejorada y refinada al controlador de WTG o mejorando y refinando las señales directamente en el controlador de la turbina eólica.

- 5
- 10

La tabla a continuación proporciona un ejemplo ejemplar de una descripción esquemática de la entrada general, el diagnóstico y ejemplos de acciones. Mediciones de par del generador cronomarcadas.

Caja de supervisión de la condición - ejemplos de algoritmos:			El nivel de atención necesario y el disparo de la alarma se ajusta de acuerdo con el asesoramiento de expertos, el conocimiento, la experiencia y los deseos de los clientes.						
Supervisar, cronomarcas y sincronizar mediciones de A, B, C, D y E lo hace posible, usando algoritmos multidimensionales patentados y análisis relevantes, posteriormente se puede proporcionar una salida reguladora relacionada con 1-17 a continuación:									
A) Mediciones de producción de energía del generador cronomarcadas () sincronizadas con	1) Supervisión del desequilibrio del rotor	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
	2) Supervisión de desequilibrio de pala individual	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
	3) Supervisión de la formación de hielo en palas	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
B) Entrada sincronizada y cronomarcada de los sensores instalados en el cubo, en las palas del rotor, en el eje principal y en la góndola que proporcionan mediciones dependientes de la posición de movimientos, aceleraciones, ángulos de rotación del rotor, las palas del rotor individuales y la torre en los ejes x, y y z sincronizadas con	4) Supervisión de la contaminación en las palas	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
	5) Supervisión de daños de la pala individual (también daños por impacto de rayos, etc.)	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
	6) Supervisión de daños en los rodamientos de pala	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
C) Medición cronomarcada de la dirección en 360° de la góndola sincronizada con	7) Supervisión de errores de paso eléctricos o hidráulicos	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
	8) Supervisión de masa desequilibrada de palas individuales	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							
	9) Supervisión de si hay una producción mejorada de energía del generador al guiñar	podría disparar una señal de guiñada para controlar el sistema							

(continuación)

Caja de supervisión de la condición - ejemplos de algoritmos:			El nivel de atención necesario y el disparo de la alarma se ajusta de acuerdo con el asesoramiento de expertos, el conocimiento, la experiencia y los deseos de los clientes.						
Supervisar, cronomarcas y sincronizar mediciones de A, B, C, D y E lo hace posible, usando algoritmos multidimensionales patentados y análisis relevantes, posteriormente se puede proporcionar una salida reguladora relacionada con 1-17 a continuación:									
D) Mediciones de viento cronomarcadas de instrumentos de medición existentes y/o de instrumentos de medición instalados temporalmente sincronizadas con	10) Supervisión de si hay una producción mejorada de energía del generador al cambiar el paso	podría disparar una señal de paso para controlar el sistema							
	11) Supervisión real del ángulo de afluencia del viento con guiñada	podría disparar una señal de guiñada para controlar el sistema							
	12) Supervisión real de turbulencias	podría disparar una señal de gestión del sector eólico para controlar el sistema							
	13) Supervisión real del ángulo de afluencia del viento en pendiente	podría disparar una señal de gestión del sector eólico para controlar el sistema							
E) Mediciones de par del generador cronomarcadas.	14) Supervisión real de cizalladura horizontal del viento	podría disparar una señal de gestión del sector eólico para controlar el sistema							
	15) Supervisión actual de cizalladura vertical del viento	podría disparar una señal de gestión del sector eólico para controlar el sistema							
	16) Movimientos inesperados en la supervisión de la torre	podría disparar una señal de gestión del sector eólico para controlar el sistema							
	17) Características de producción de energía del generador	la alarma se disparará de acuerdo con criterios definidos							

<input type="checkbox"/>	Funcionamiento normal	el funcionamiento es normal y como se esperaba
<input type="checkbox"/>	Algo va mal	inspección del WTG necesaria en la próxima puesta a punto y/o se necesita un análisis adicional y la eliminación de la causa raíz si es posible

(continuación)

	ALARMA ¡DETENER EL WTG INMEDIATAMENTE!	El WTG no necesita inspección antes de arrancar de nuevo, pero se necesita un análisis adicional y la eliminación de la causa raíz si es posible
	ALARMA algo va mal	El WTG puede continuar funcionando, pero se recomienda la inspección del WTG dentro de x días
	ALARMA ¡DETENER EL WTG INMEDIATAMENTE!	El WTG necesita inspección antes de arrancar el WTG nuevamente

5 Se puede lograr un objetivo mediante un sistema que comprende al menos un procesador para procesar dicha entrada, al menos una unidad de memoria para almacenar dicha entrada y la salida procesada, al menos un sistema fiable de comunicación y sincronización de tiempo vía satélite u otro sistema fiable de comunicación para proporcionar y recibir mensajes de alarma instantáneos y otra información relevante, al menos una opción de transferencia de datos eficiente para poder descargar cantidades de datos más grandes de la caja de supervisión de la condición, al menos una conexión en línea desde dicha invención al controlador de WTG si la salida de la invención está integrada en el controlador de WTG y al menos un instrumento de medición de dirección de la góndola instalado permanentemente. Puede haber al menos un dispositivo de medición para medir la salida de producción de energía del generador. Puede haber al menos un acelerómetro y un sensor instalados en el cubo, en cada una de las palas del rotor, en el eje principal y en la góndola por encima del centro de la torre. Puede haber al menos recibir entrada de un instrumento de medición existente ubicado detrás del rotor que proporciona entrada sobre las condiciones meteorológicas reales detrás del rotor. Puede haber entrada de al menos un instrumento de medición que proporcione entrada sobre la dirección real de la góndola. Puede haber al menos una entrada de un instrumento que proporcione entrada sobre el par real del generador.

10 El sistema puede, además, estar correlacionando automáticamente las mediciones con entrada sobre las condiciones meteorológicas reales frente al rotor proporcionada por un LiDAR montado en la góndola instalado de forma permanente o temporal, un anemómetro giratorio u otros instrumentos que miden la velocidad y turbulencia del viento y, posiblemente, también la dirección del viento y el ángulo de afluencia del viento etc., en frente de o en el rotor y tiene en cuenta dicha entrada almacenada sobre las condiciones atmosféricas obtenida por estos medios de detección.

15 El sistema puede estar correlacionando manualmente las mediciones del sistema de supervisión de la condición con los hallazgos del método de inspección visual de WTG y sus partes y tener en cuenta dichos hallazgos.

20 El sistema puede comparar las mediciones reales, automática o manualmente, con mediciones tales como las siguientes. Mediciones anteriores almacenadas del WTG real. Mediciones de referencia de tipos de WTG similares. Valores de referencia medidos previamente de otros WTG con configuración de rotor similar. Valores de referencia proporcionados en la especificación y documentación de OEM u otras fuentes relevantes. El sistema puede añadir instrumentos adicionales de supervisión de la condición y medición relevantes para extender la invención para soportar un sistema de supervisión de la condición de componentes críticos, detección de fallos y alarma instantánea para otros componentes clave en un WTG y sus partes.

25 El sistema puede estar supervisando la alarma instantánea de la turbina eólica las 24 horas del día, los 7 días de la semana en un centro de vigilancia central para evitar que se produzcan fallos en el desarrollo y fallos catastróficos para el WTG y sus componentes principales.

30 Este método de supervisión de la condición de las flotas de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales y partes de las mismas y ejecución de una alarma instantánea cuando es necesario.

35 El sistema puede usarse como una herramienta instalada permanentemente integrada con el controlador de la turbina eólica o las señales pueden integrarse directamente y procesarse en el controlador de la turbina eólica en las turbinas eólicas existentes y futuras con el fin de optimizar la producción de energía del generador y minimizar las cargas, los costes de puesta a punto y de mantenimiento, y automáticamente para detener el funcionamiento del WTG cuando se considere necesario para evitar fallos en el desarrollo y fallos catastróficos.

40 El sistema se puede usar como una herramienta independiente instalada permanentemente (NO integrada con el controlador de la turbina eólica) en las turbinas eólicas existentes y futuras aún con el propósito de optimizar la producción de energía del generador y minimizar las cargas, los costes de puesta a punto y de mantenimiento, y manualmente para detener el funcionamiento del WTG cuando se considere necesario para evitar fallos en el desarrollo y para evitar fallos catastróficos.

45 El sistema se puede usar para añadir instrumentos de medición y supervisión de la condición relevantes adicionales para extender el método y la caja de supervisión de la condición para soportar un sistema de supervisión de la condición de componentes críticos, detección de fallos y alarma instantánea para otros componentes clave en flotas

de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales y sus partes.

5 El sistema puede eliminar la necesidad del uso permanente de uno o más sistemas complejos y costosos para la detección de condiciones atmosféricas frente al rotor. LiDAR, anemómetro giratorio u otros instrumentos caros que miden la velocidad del viento y la dirección del viento frente al rotor pueden ser eliminados.

De acuerdo con esta invención, las palas y el rotor pueden usarse como un nuevo instrumento de medición innovador para el controlador de WTG.

10 El sistema también puede eliminar la necesidad del uso permanente de uno o más sistemas complejos y costosos para la detección de condiciones atmosféricas detrás del rotor.

15 Los instrumentos de medición existentes ubicados detrás del rotor que miden la velocidad del viento y la dirección del viento detrás del rotor pueden eliminarse en parte.

De acuerdo con esta invención, las palas y el rotor pueden usarse como un nuevo instrumento de medición innovador para el controlador de WTG.

20 En otras palabras, de acuerdo con la invención, se ha establecido una nueva tecnología combinada innovadora que representa un cambio radical en el método de supervisión de la condición de la producción de energía del generador, una torre, palas de rotor y un sistema de rotor de un WTG y que proporciona una alarma instantánea de forma fiable cuando es necesario.

25 Esta nueva tecnología combinada innovadora de supervisión de un WTG y sus partes incluyen, como mínimo, supervisar la condición de las condiciones atmosféricas detrás del rotor, la dirección de la góndola, el par y la producción de energía del generador, supervisar el comportamiento de las palas individuales del rotor y todo el sistema de rotor y la torre,

30 Al combinar mediciones de estas tecnologías, la invención proporciona un método técnico y algoritmos de supervisión de la condición, análisis y optimización de la condición operativa de un WTG que incluye la alineación real de todo el rotor con la dirección real del viento (alineación de guiñada) y una medición de la alineación de la palas de turbinas eólicas individuales relativamente entre sí (alineación relativa del paso de las palas) y la eficiencia aerodinámica de las palas individuales y todo el rotor en cualquier posición en 360° (turbulencias, ángulo de afluencia del viento, formación de hielo y contaminación, etc.) y el equilibrio aerodinámico y de masa en el rotor y para determinar el
35 desgaste en los soportes de rodamientos de pala, errores de paso de la pala eléctricos e hidráulicos o daños de las palas de rotor individuales, para la determinación de movimientos inesperados en la torre y fluctuaciones no deseadas en la producción de energía del generador.

40 Al usar esta nueva información, se hace posible hacer uso de los valores registrados directamente en el controlador de WTG o hacer uso de los valores calculados desde la caja de supervisión de la condición directamente en el controlador de WTG para proporcionar nueva información y mejorar significativamente la calidad de la señal del sensor existente al controlador de WTG. Estas señales de control nuevas, mejoradas y refinadas permiten aumentar la producción de energía del generador y, al mismo tiempo, reducir las cargas, los costes de mantenimiento y puesta a punto y extender la vida útil del componente principal en una turbina eólica al situar mejor el rotor del WTG y de las
45 palas individuales en el viento y, además, optimizar la gestión del sector eólico.

50 Cuando se considere necesario, entonces la invención también proporcionará una alarma instantánea al propietario/al operador/centro de vigilancia 24/7 cuando el WTG debe detenerse o inspeccionarse para evitar que se produzcan fallos en el desarrollo y fallos catastróficos - y proporcionar información al principio si algunas exposiciones clave no funcionan como se esperaba, y luego el mantenimiento no programado puede convertirse en una puesta a punto preventiva y programada y los problemas pueden manejarse antes de que un problema se vuelva crucial y cause fallos muy costosos y un tiempo de inactividad prolongado.

55 Por lo tanto, esto reducirá el mantenimiento no programado, mejorará la disponibilidad, reducirá los costes de reparación, la logística de reparación se puede planificar de manera más eficiente, lo que añadirá considerablemente producción y valor a largo plazo a una cartera de WTG.

60 La especificación de concepto para un sistema de cámara destinado al uso en inspección visual y optimizaciones de generadores de turbinas eólicas. El sistema de la cámara debe poder enfocar a larga distancia y ser fácil de instalar, usar y desmontar nuevamente.

65 La idea general es proporcionar un método de inspección visual mediante un sistema de cámara para su uso en la inspección y optimización de las palas de rotor de WTG, el sistema de rotor y la torre en parada, durante el arranque y durante el funcionamiento de la turbina eólica.

Habrà al menos tres ventajas del método de acuerdo con la invención.

Una primera ventaja es que permite realizar diferentes diagnósticos y análisis del sistema de rotor de las palas de rotor individuales y la torre durante la parada.

- 5 Una segunda ventaja es que permite realizar diferentes diagnósticos y análisis del sistema de rotor y las palas de rotor individuales durante el arranque de la turbina eólica.

Una tercera ventaja es que permite realizar diferentes diagnósticos y análisis del sistema de rotor y las palas de rotor individuales durante el funcionamiento a diferentes velocidades del viento.

- 10 Los diagnósticos y análisis pueden centrarse en problemas importantes como, por ejemplo: ángulos de paso de las palas de rotor individuales. Los diagnósticos pueden revelar la forma de la pala de rotor individual, la flexión de la pala de rotor, la torsión de la pala de rotor y las diferencias estructurales de la pala de rotor, etc. Los diagnósticos pueden revelar diferentes tipos de daños visibles en la superficie de pala en las palas individuales del rotor. Los diagnósticos pueden revelar diferentes tipos de daños estructurales en las palas de rotor que solo se vuelven visuales durante el arranque y durante el funcionamiento de una turbina eólica.

- 15 Los diagnósticos pueden revelar diferentes tipos de desequilibrios en el sistema de rotor o si hay diferentes tipos de dinámica inesperada de la torre relacionados con la torre de una turbina eólica.

- 20 Por cierto, el propósito es capturar imágenes de alta calidad de las palas, el sistema de rotor y la torre durante una rotación muy lenta/arranque y en pleno funcionamiento a diferentes velocidades del viento. En relación con las palas, la tarea consiste en medir el ángulo de paso, la posición de la punta, el ángulo de la raíz, la forma de las palas, la flexión, la torsión, etc., de las palas individuales en una turbina eólica para que se puedan comparar sus parámetros relativos.

- 25 Las comparaciones con otras turbinas eólicas en el mismo parque eólico que usan las mismas palas o con las turbinas eólicas que usan las mismas palas en otros lugares también podrían ser relevantes.

- 30 Habitualmente, los WTG se encuentran en lugares con mucho viento y el equipo debe diseñarse de manera que sea fácil de instalar y al mismo tiempo estable y utilizable en todo tipo de condiciones meteorológicas.

- Existen tres tipos diferentes de cámaras o principios para la captura de imágenes - cámara de exploración lineal y cámara de exploración de área y cámara termográfica.

- 35 Las imágenes de todas las palas y el sistema de rotor se capturan de tal manera, que el objeto aparece en la misma posición listo para comparar.

- 40 Las imágenes del sistema de rotor y la torre se capturan de tal manera, que el objeto aparece en diferentes posiciones listo para comparar.

La forma de capturar imágenes es diferente dependiendo del tipo de cámara que se use.

- 45 La luz es esencial para un buen resultado de cámara. Debe ser un reflector donde la fuente de luz puede ser de color claro, luz blanca, luz UV, luz láser, luz IR, etc.

- 50 El disparo de una cámara de exploración lineal no es complicado. La cámara funciona libremente y graba en el marco de tiempo de una ronda de rotor (exc. 5 segundos). De este modo se captura una imagen larga que incluye todas las palas.

- La cámara de exploración de área y la cámara termográfica deben activarse exactamente cuando la pala de rotor, el sistema de rotor y/o la torre están en una posición específica. Se usan cámaras de alta velocidad.

- 55 La señal de disparo es generada por un ordenador que usa tecnología PLL. El bucle de bloqueo de fase (PLL) es un sistema de control normalmente usado para sincronizar o bloquear la rotación de la máquina o las señales eléctricas a una señal de referencia virtual.

- 60 Para crear el bucle de control PLL, es necesario que el ordenador pueda generar impulsos de activación a la cámara. Una solución PLL se puede implementar de la siguiente manera:

1. Se crea una película virtual de un sistema de rotor en el ordenador. El sistema de rotor gira al azar.
2. La cámara está configurada en funcionamiento libre y captura imágenes en vivo.
3. Mediante el software: por comparación de la película virtual y la real, la velocidad y la posición del rotor virtual se sintonizan, de tal manera, que el rotor virtual alcanza la misma velocidad y posición que el rotor real. Cuando el rotor virtual cubre el rotor real, se considera que están sincronizados.
4. La configuración del modo de cámara cambia al modo de disparo y el ordenador está configurado para generar

señales de disparo cada vez que el rotor virtual está en posición (la misma posición que en 3).

5. La posición del rotor virtual y, por lo tanto, la posición de disparo, se gira lentamente hasta que la cámara captura una imagen con la punta de la pala en posición hacia abajo.

6. Si la velocidad real del rotor cambia, el rotor virtual en consecuencia se desplazará y forzará un cambio de velocidad hasta que el desplazamiento sea cero y se vuelva a alcanzar el sincronismo.

El objeto (imagen de la punta de la pala) se mueve o alinea por software, por lo que el resultado final es tres imágenes con la punta de la pala en la misma posición, listas para el análisis anterior.

- 10 Alineación de velocidad/aceleración: si el rotor cambia la velocidad durante la formación de imágenes, las distancias en la imagen capturada cambiarán. Si el rotor aumenta la velocidad durante la formación de imágenes, la distancia entre la punta de la pala se reducirá. (Véase imagen de exploración lineal en la figura 5). Esta contracción será compensada por el "estiramiento de software" para que la imagen aparezca como una imagen de velocidad constante.
- 15 El sistema analizará y diagnosticará la condición de la pala de rotor individual, el sistema de rotor y la torre para enfatizar las mejoras de rendimiento y las reducciones de carga. De interés son los ángulos de paso de la pala, el rotor desequilibrado y los movimientos inesperados de la torre. El sistema crea imágenes que exponen claramente estos parámetros.

20 Descripción del dibujo

La invención se describe con más detalle en lo sucesivo, haciendo referencia al dibujo adjunto, en el que:

- La figura 1 muestra una imagen fotográfica que ilustra una vista de cámara esperada en este caso cuando la cámara se coloca en la parte inferior de la torre y apunta hacia la punta de la pala de rotor,
- La figura 2 muestra una imagen fotográfica que ilustra una vista de la pala de rotor con ejemplos de líneas de medición,
- Las figuras 3A - 3C muestran imágenes fotográficas capturadas con una cámara de exploración de área que muestra la misma vista para las tres palas del rotor,
- Las figuras 4A-4C muestran imágenes fotográficas capturadas con una cámara de exploración de área como imágenes consecutivas que ilustran un desplazamiento mutuo muy claro de las tres palas de rotor,
- La figura 5 muestra imágenes fotográficas capturadas con una cámara de exploración lineal de las tres palas de rotor en una imagen (construida a partir de un video de 20 imágenes/segundo), y
- La figura 6 muestra imágenes fotográficas capturadas con una cámara de exploración lineal y que ilustran imágenes de una pala (construidas a partir de un video de 20 imágenes/segundo).
- La figura 7 muestra una vista en perspectiva que ilustra una realización de un WTG.
- La figura 8 muestra una vista en perspectiva que ilustra una realización de algunos de los componentes principales en un WTG.
- La figura 9A muestra una vista en plano de una realización preferida para la disposición de medición para la recopilación y el almacenamiento en una caja de supervisión de la condición de mediciones a partir del equipo de medición estacionario de un WTG, así como mediciones recopiladas por medio de un LiDAR instalado temporal o permanentemente donde el sistema de supervisión de la condición funciona como una instalación independiente,
- La figura 9B muestra una vista en plano de la situación posterior de una realización preferida para la disposición de medición para la recopilación y el almacenamiento en una caja de supervisión de la condición de mediciones a partir del equipo de medición estacionario de un WTG donde la caja de supervisión de la condición del WTG está interconectada entre los instrumentos de medición instalados permanentemente y el controlador de WTG,
- La figura 10A muestra una descripción general del sistema esquemático en plano de un entorno de aplicación típico para la caja de supervisión de la condición que muestra los componentes principales,
- La figura 10B muestra una vista esquemática en plano de otras realizaciones de WTG con un tren de transmisión sin engranajes.
- La figura 10C muestra una vista esquemática en plano de otras realizaciones de WTG con transmisión tradicional.

- La figura 11 muestra una vista de implementación de hardware típica de nivel superior de la caja de supervisión de la condición,
- La figura 12 muestra una vista de implementación de líneas de comunicación y transferencia de datos típica de nivel superior de la caja de supervisión de la condición, donde la caja de supervisión de la condición del WTG está interconectada entre los instrumentos de medida instalados permanentemente y el controlador de WTG,
- La figura 13 muestra una vista en plano que ilustra una recopilación temporalmente con LiDAR de 2 haces de velocidad del viento, desalineación de guiñada, turbulencia y ángulo de afluencia de viento, etc., frente a las mediciones del rotor que representan mediciones de sectores eólicos en 360° que rodean el WTG,
- La figura 14A muestra una vista en plano del rotor y la torre de una turbina eólica con un círculo que ilustra el área barrida por el rotor, con una línea de puntos que ilustra la dirección horizontal (con respecto al plano del rotor) y con una línea de puntos que ilustra la dirección tangencial (con respecto al plano del rotor). Estos términos se usan normalmente cuando se analiza el "efecto de bloqueo frente al rotor" y el "efecto de estela detrás del rotor",
- La figura 14B muestra un ejemplo donde el área barrida por el rotor se divide en ocho sectores de igual tamaño de 45° cada uno mediante cuatro líneas de puntos,
- La figura 15 muestra una vista superior en plano que ilustra el ángulo de desalineación de guiñada α entre la dirección del viento y la dirección real de la góndola/tren de transmisión,
- La figura 16A muestra una copia de la Figura 5 presentada en la conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014. A partir de esta imagen se puede ver el rotor, la góndola, la ubicación de los instrumentos de medición existentes junto con los contornos de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo en las proximidades de la turbina de guiñada cero. Los contornos de la zona de amortiguación se pueden ver a la izquierda delante del rotor y los contornos de la estela se pueden ver a la derecha detrás del rotor. También se indica la dirección del viento.
- La figura 16B muestra una copia de la Figura 12 presentada en la conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014. A partir de esta imagen se puede ver el rotor, la góndola, la ubicación de los instrumentos de medición existentes junto con los contornos de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo en las proximidades de la turbina que funciona con un ángulo de desalineación de guiñada de 30° . Los contornos de la zona de amortiguación se pueden ver a la izquierda delante del rotor y los contornos de la estela se pueden ver a la derecha detrás del rotor. El ángulo de desalineación de guiñada de $\alpha = 30^{\circ}$ entre la dirección del viento y la dirección real de la góndola también se puede ver.
- La figura 17A muestra en una imagen cómo esta invención espera los contornos de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en las direcciones tangenciales (con respecto al plano del rotor) en frente del rotor en las proximidades de la turbina que funciona con un ángulo de desalineación de guiñada de 0° y relativamente con el mismo ángulo de paso de la pala individual. Los contornos esperados de la zona de amortiguación se pueden ver a la derecha frente al rotor.
El ángulo de paso del montaje del rotor (horizontalmente) con respecto a la torre \square del normal 7° entre el plano horizontal y la dirección inclinada del rotor para alejar el rotor de la torre para evitar golpes entre las palas y la torre.
- La figura 17B muestra en una imagen adicional a la figura 17A la velocidad del viento en la dirección tangencial (con respecto al plano del rotor) a la derecha frente al rotor, ilustrada por la longitud de las flechas de línea de puntos.
- La figura 18 muestra un ejemplo de la función para la probabilidad en relación con la velocidad del viento (datos medidos en rangos de velocidad del viento de 1 m/s),
- La figura 19A muestra una vista en plano de un WTG 12 que ilustra la afluencia de viento real inclinada medida por un LiDAR con patrón de exploración circular y el ángulo óptimo de afluencia de viento,
- La figura 19B muestra una vista en plano de un WTG que ilustra la afluencia de viento real inclinada medida por un LiDAR de 4 haces con un patrón de exploración lineal y el ángulo óptimo de afluencia de viento.

- La figura 20A muestra una presentación gráfica que ilustra las mediciones reales de desalineación de guiñada relacionadas con la velocidad del viento antes de la instalación e interconexión de un sistema de caja de supervisión de la condición integrado con el controlador de WTG de acuerdo con la presente invención,
- La figura 20B muestra una presentación gráfica que ilustra las mediciones típicas de desalineación de guiñada relacionadas con la velocidad del viento después de la instalación e interconexión de un sistema de caja de supervisión de la condición con los instrumentos de medición instalados permanentemente y el controlador de WTG de acuerdo con la presente invención, y
- La figura 21 muestra una presentación gráfica que ilustra la curva de potencia real de un WTG de 3 MW antes y la curva de potencia típica después de la instalación e interconexión de un sistema de caja de supervisión de la condición con los instrumentos de medida instalados permanentemente y el controlador de WTG de acuerdo con la presente invención.

Descripción detallada de la invención

- 5 La figura 1 muestra una imagen fotográfica que ilustra una vista de cámara esperada - en este caso cuando la cámara se coloca en la parte inferior de la torre y apunta hacia la punta de la pala de rotor.
- 10 La figura 2 muestra una imagen fotográfica que ilustra una vista de la pala de rotor - con ejemplos de líneas de medición ("líneas de ayuda" de borde añadidas a la imagen) proporcionadas por medio de un software de visión artificial para que sea posible detectar bordes y formas para que la medición, la comparación y el análisis se hagan posibles.
- Las figuras 3A-3C muestran imágenes de exploración de área que muestran la misma vista para las tres palas de rotor, incluidas "líneas de ayuda" para fines de medición, comparación y análisis.
- 15 La vista de exploración de área y de exploración lineal se ilustran en las figuras 4A-4C a la figura 5, que muestran diferentes vistas de las palas del rotor para inspirarse en cómo y qué medir. En las figuras 4A-4C, el movimiento se captura como imágenes consecutivas. El desplazamiento es muy claro.
- 20 La figura 5 muestra imágenes fotográficas capturadas con una cámara de exploración lineal de las tres palas de rotor en una imagen (construida a partir de un vídeo de 20 imágenes/segundo). La figura 6 muestra imágenes fotográficas capturadas con una cámara de exploración lineal e ilustra imágenes de una pala (construidas a partir de un vídeo de 20 imágenes/segundo).
- 25 Representación de exploración lineal de movimiento: se muestra un rotor en funcionamiento. El movimiento se captura como una imagen "larga" (un giro completo del rotor). Hasta donde se sabe, no existen imágenes de un rotor de turbina capturadas con una cámara de exploración lineal. La imagen de la figura 6 se crea manualmente a partir de una película de vídeo de 20 imágenes/segundo. Una cámara de exploración lineal captura solo un píxel/línea, pero para visualizar, se toma una pequeña tira de cada imagen en la película. Las tiras se ensamblan como se muestra en la figura 6.
- 30 La especialidad en la imagen capturada de exploración lineal es que, junto con la punta de la pala, también se obtiene una imagen clara de las palas - donde la punta de la pala, el borde de ataque y el borde de salida, respectivamente, en la figura 6 están marcados con puntos. Por lo tanto, es más fácil realizar una inspección visual de las palas individuales para detectar daños en la superficie y medir todos los parámetros relevantes como paso, flexión, torsión, etc.
- 35 Las cámaras termográficas, de exploración de área y de exploración lineal se pueden usar para la inspección de la pala de todos los artículos en el rotor durante la rotación y la producción completa.
- 40 Verificación del borde de la pala: un ejemplo son los daños después de que grandes piedras golpeen la pala. (Las piedras pueden ser levantadas por el viento/tornado)
- Verificación de la superficie de la pala: muchos daños en la superficie se pueden verificar como grietas abiertas, daños en la fibra y agujeros. Este tipo de daños se pueden visualizar directamente o como sombras creadas por reflector o luz láser.
- 45 Ángulo de visión de la cámara y posición de la cámara: La o las cámaras se pueden colocar en todas las posiciones en relación con la captura de imágenes para su análisis. Se puede ubicar desde abajo, el lado frontal, el lado posterior, los lados del borde y todo alrededor mediante el uso de drones (helicópteros).
- 50 Análisis de estabilidad de la torre: basándose en las imágenes tomadas, se puede analizar la frecuencia de la torre, el movimiento, la inclinación y la torsión durante la parada, el arranque y la producción.

5 Análisis del parque: la plataforma de la cámara estará equipada con una brújula electrónica para poder capturar la dirección absoluta del rotor. Junto con un cronomarcador, las mediciones de velocidad del viento y los materiales estadísticos resultantes de análisis pueden guardarse en un disco duro para cada pala en el parque. Posteriormente será posible extraer, ordenar y comparar datos.

10 En la figura 7 se muestra una realización de un WTG 12 y sus componentes principales la góndola 4, las palas 2, el cubo/caperuza de hélice 6, el rotor 10 (el rotor 10 = caperuza/cubo 6 + en el que se montan las palas de rotor 2), la torre 8, la base 14 y el controlador de WTG 22.

15 En la figura 8 se muestra una realización de un WTG 12 y sus componentes principales las palas 2, el cubo/caperuza de hélice 6, el rotor 10 (el rotor 10 = caperuza/cubo 6 + en el que se monta al menos una pala de rotor 2), la torre 8 y el controlador de WTG 22. Adicionalmente, se muestra una realización de los componentes principales en/sobre la góndola 4, que es el eje principal 16, la caja de engranajes 18, el generador 20 y los instrumentos de medición de la velocidad y la dirección del viento 24.

20 En la figura 9A se muestra una realización de una disposición de medición típica de un entorno de aplicación típico para la invención *"Método de supervisión de la condición de flotas de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales y sus partes y ejecución de una alarma instantánea cuando sea necesario"*. Aquí en la figura 9A para la caja de supervisión de la condición 26 que funciona independientemente del controlador de WTG 22.

25 La caja de supervisión de la condición 26 se muestra ubicada dentro de la góndola 4. Además ubicados dentro de la góndola 4, se sitúan los acelerómetros/sensores 28 ubicados en el eje principal y en una posición del centro de la torre, y el sensor de medición de par 29 y el o los sensores de medición de producción de energía del generador 30 están situados en los cables de producción de energía del generador provenientes del generador.

En el rotor 10, los acelerómetros/sensores 28 están ubicados en el cubo y en las palas individuales.

30 En la parte superior de la góndola 4, se sitúan las antenas 38 para el sistema de posición GPS, inclinación y dirección, la antena 46 para el sistema de comunicación por satélite, los sensores/instrumentos meteorológicos existentes 24 y potencialmente también un LiDAR 32.

35 En la figura 9B es adicional a la figura 9A se muestra un ejemplo en el que la caja de supervisión de la condición 26 está interconectada entre los instrumentos de medición nuevos y existentes instalados permanentemente y el controlador de WTG 22 de tal manera que las mediciones de entrada nuevas y más precisas recibidas desde la caja de supervisión de la condición 26 se proporcionarán continuamente al controlador de WTG 22.

40 Las medidas de entrada nuevas y más precisas de la caja de supervisión de la condición 26 se calcularán haciendo uso de valores de tabla almacenados, métodos técnicos y/o algoritmos en la caja de corrección de señal 26 antes de que la salida se envíe al controlador de WTG 22 teniendo esto en cuenta:

- 45 A. Mediciones de producción de energía del generador cronomarcadas proporcionadas por los instrumentos de medición de salida del generador 30, sincronizadas con
- B. Entrada cronomarcada y sincronizada desde los sensores 28 instalados en el cubo 6, en las palas del rotor 2, en el eje principal 16 y en la góndola 4 en el centro de la torre 8 que proporcionan mediciones dependientes de la posición de movimientos, aceleraciones, ángulos de rotación del rotor, las palas de rotor individuales y la torre en los ejes x, y y z, sincronizada con
- 50 C. Dirección real del viento en 360° en la góndola cronomarcada, medida por la brújula 11 instalada permanentemente (o similar), sincronizada con
- D. Mediciones de viento cronomarcadas de instrumentos de medición existentes y/o potencialmente también de instrumentos de medición instalados temporalmente
- E. Medición cronomarcada del sensor de par 29,

55 El instrumento de medición existente 24 todavía estará conectado directamente al controlador de WTG 22, lo que garantiza que cualquier sistema de seguridad del WTG esté intacto.

60 La figura 10A muestra una realización de una descripción general del sistema de un entorno de aplicación típico para la caja de supervisión de la condición 26 que muestra los componentes principales de la misma donde la góndola 4, el rotor 10 y el controlador de WTG 22 se muestran en el lado izquierdo de la figura, mientras que la caja de supervisión de la condición 26, el sistema de posición GPS, inclinación y dirección 36, y el sistema de comunicación basado en satélite 44 se muestra a la derecha de la figura.

En el rotor 10, los acelerómetros/sensores 28 están ubicados en el cubo 6 y en las palas individuales 2.

65 En la parte superior de la góndola 4 está situada, la antena 46 para el sistema de comunicación por satélite 44, los sensores/instrumentos meteorológicos existentes 24, potencialmente también un LiDAR 32 y las antenas 38 para el

ES 2 806 806 T3

sistema de posición GPS, inclinación y dirección 36. Dichas antenas GPS 38 están calibradas al eje longitudinal que define la dirección de la góndola 4.

5 Dentro de la góndola 4 se encuentra la caja de supervisión de la condición 26, el sistema de brújula de posición GPS, inclinación y dirección 36, el sistema de comunicación por satélite 44, los acelerómetros/sensores 28 están ubicados en el eje principal y en una posición en la parte superior del centro de la torre y el sensor de medición de par 29 y el o los sensores de medición de producción de energía del generador 30 están situados en los cables de producción de energía del generador.

10 La caja de supervisión de la condición 26 recibe señales de los sensores meteorológicos 24, potencialmente también del LiDAR 32, de un sistema de brújula de posición GPS, inclinación y dirección de precisión 36 (o similar), del sistema de comunicación por satélite 44, de los acelerómetros/sensores 28, del sensor de medición de par 29 y del sensor o sensores de medición de producción de energía del generador 30.

15 Asimismo, la caja de supervisión de la condición 26 puede recibir señales de sensores opcionales 48 como se indica con una flecha de interacción de línea de puntos 40.

20 La caja de supervisión de la condición 26 recibe comandos y proporciona señales de alarma instantáneas por satélite y ofrece opciones de transferencia de datos a través de GPRS/SMS/Satélite/Internet u otro sistema de comunicación relevante al propietario/operador 68, dispositivo móvil 70 y servidor local 72 como se indica con una flecha de interacción de línea de puntos 42.

25 La caja de supervisión de la condición 26 también puede recibir y proporcionar señales y datos al controlador de WTG 22 como se indica con una flecha de interacción de línea de puntos 42.

El controlador de WTG 22 puede estar además interconectado con un SCADA de usuario - como se indica mediante una flecha de interacción doble 42.

30 Los instrumentos instalados permanentemente relacionados con la caja de supervisión de la condición 26 se calibran manual y automáticamente cuando se instalan y, si es necesario, también en intervalos de tiempo relevantes que idealmente se sincronizarán con el cambio de anemómetros y veletas 24.

35 La figura 10B muestra una vista esquemática en plano de otras realizaciones de WTG con un tren de transmisión sin engranaje 35 (cubo/caperuza 6, eje del rotor principal 16 y generador 20) Sin embargo, la góndola 4 mostrada en la figura 10B también puede representar un tren de transmisión de WTG tradicional 35 como se muestra en la figura 10C.

40 La figura 10C muestra una vista esquemática en plano de otras realizaciones de WTG con el tren de transmisión tradicional 35 (cubo/caperuza 6, eje del rotor principal 16, caja de engranajes 18, eje de alta velocidad 19 y generador 20)

La figura 11 muestra una realización de una implementación de hardware típica de la caja de supervisión de la condición 26, donde en el lado izquierdo se muestran las interfaces relacionadas con:

45 24 - al menos recibir información de un instrumento de medición existente ubicado detrás del rotor que proporciona al menos información sobre las condiciones meteorológicas reales detrás del rotor mediante el uso de mediciones de la velocidad del viento y, posiblemente, también mediciones de la dirección del viento.

50 28 - al menos un acelerómetro y sensores instalados en el cubo, en cada una de las palas del rotor, en el eje principal y en la góndola ubicada en el centro de la torre, que proporcionan mediciones dependientes de la posición de los movimientos, aceleraciones, ángulos de rotación del rotor, las palas de rotor individuales y la torre en los ejes x, y y z. Todos estos sensores deben estar sincronizados.

29 - al menos un sensor de medición de par que mide el par en el generador 20,

55 30 - al menos un dispositivo de medición de potencia que proporciona mediciones de valores instantáneos de producción de energía del generador.

60 36 - al menos un instrumento de medición de dirección de la góndola/transmisión instalado permanentemente (brújula o similar) para medir con precisión la dirección de la góndola/transmisión que permite la comparación con las mediciones de entrada relacionadas con la dirección real de la góndola - y proporcionar información sobre cuándo el sistema de guiñada de la góndola realmente está haciendo girar la góndola para poder evaluar el cambio en la eficiencia aerodinámica del rotor.

65 32 - entrada opcional sobre las condiciones meteorológicas reales del LiDAR montado en la góndola, anemómetro giratorio u otros instrumentos que miden la velocidad del viento, la turbulencia y potencialmente también la dirección del viento y el ángulo de afluencia del viento, etc., frente al rotor y tiene en cuenta dicha entrada

almacenada sobre las condiciones atmosféricas obtenidas por estos medios de detección, y

5 48 - entrada opcional de instrumentos de medición y supervisión de la condición relevantes adicionales que se pueden añadir para extender la invención para admitir un sistema de supervisión de la condición de componentes críticos, detección de fallos y alarma instantánea para otros componentes clave en un WTG y sus partes, y

10 La figura 11, donde en el centro se muestra la caja de supervisión de la condición 26 con al menos un procesador para procesar dicha entrada. Existe al menos un medio de almacenamiento para almacenar los valores medidos y calculados recopilados, etc., que se usará como tabla de referencia para métodos técnicos, algoritmos multidimensionales y otras tecnologías para el establecimiento de salida reguladora.

La figura 11, mientras en el lado derecho de la figura se muestra las interfaces de salida relacionadas con:

15 44 - al menos un sistema fiable de comunicación y sincronización temporal interconectado con la antena de satélite 46, o cualquier otra interfaz de comunicación que pueda volverse relevante en el futuro, proporcionando y recibiendo un mensaje de alarma instantáneo y otra información al/del propietario/operador/centros de vigilancia 24/7 para la acción adecuada. Además, la configuración temporal proporcionada por el canal de comunicación se usa para configurar la sincronización de hora en el software de la caja de supervisión de la condición con una frecuencia adecuada para sincronizar la configuración temporal en todas las cajas de corrección de señal en una flota de turbinas eólicas.

20 50 - al menos una reserva de energía con capacidad suficiente para apagar de manera segura todo el software en la caja de supervisión de la condición 26 y los sistemas conectados en caso de pérdida repentina de la fuente de alimentación permanente.

25 52 - al menos una fuente de alimentación a la caja de supervisión de la condición y sistemas adjuntos.

56 - al menos una interfaz de terminal y una opción de interfaz USB.

30 60 - y al menos una interfaz de comunicación que ofrece la opción de transferir grandes cantidades de datos - podría ser la interfaz WAN 54 o la opción de interfaz GPRS/3G/4G/5G 58, o cualquier otra interfaz de comunicación que pueda volverse relevante en el futuro para poder transferir mayores cantidades de datos al propietario/operador/centros de vigilancia 24/7 para la acción apropiada, y

35 62 - al menos una opción de conexión permanente en línea desde dicha caja de supervisión de la condición 26 al controlador de WTG 22 para interconectar y transferir una salida reguladora al controlador de WTG 22 y potencialmente también para recibir entrada desde el controlador de WTG 22.

40 En la figura 12 se muestra una realización de una disposición de transferencia de datos y comunicación de un entorno de aplicación típico para la invención. "*Método de supervisión de la condición de flotas de turbinas eólicas y turbinas eólicas individuales y sus partes y ejecución de una alarma instantánea cuando sea necesario*". La caja de supervisión de la condición 26 está interconectada con el controlador de WTG 22 ilustrado por la línea 64. La caja de supervisión de la condición 26 también proporcionará alarma instantánea y recibirá señales de parada del WTG, etc. a través de satélite o cualquier otra interfaz de comunicación que pueda volverse relevante en el futuro para poder transferir estas señales al propietario, operador 68, 70 y al servidor en un centro de vigilancia local 24/7 72 ilustrado por la línea y la nube 66. La caja de supervisión de la condición 26 ofrecerá además opciones de transferencia de datos a través de GPRS/3G/4G/SMS/satélite/internet o cualquier otra interfaz de comunicación que pueda volverse relevante en el futuro para poder transferir mayores cantidades de datos ilustrados por la línea y la nube 66 desde la caja de supervisión de la condición 26 al propietario, el operador 68, 70 y el servidor en el centro de vigilancia local 24/7 72, donde se pueden almacenar los datos para su posterior análisis y estadística. La alarma instantánea y los datos también se transferirán a través de internet 74 desde el servidor local 72 a un servidor global 76 donde se almacenarán para su posterior análisis y estadística.

55 A largo plazo, un servidor en un centro de vigilancia local/regional 72 o un servidor en un centro de vigilancia global y logístico 76 supervisará y recopilará datos de todas las cajas de supervisión de la condición 26 ubicadas en la góndola 4 en secuencia acordada y podrá transferir de vuelta de forma remota señales, comandos, algoritmos, software actualizado, etc., a la caja de supervisión de la condición 26 instalada en la góndola 4 o directamente al controlador de WTG 22 o directamente al propietario y operador 68, 70.

60 La figura 13 sirve para ilustrar la recopilación y el almacenamiento opcionales de mediciones más precisas de las condiciones del viento - velocidad del viento, dirección del viento y, potencialmente, también turbulencias y ángulo de afluencia del viento, en este caso, usando un LiDAR 32 basado en góndola que mide a una distancia de unos 70-80 metros frente al rotor 10 con uno o más rayos láser 34 - como se indica con una flecha 78 - estas mediciones precisas se llevan a cabo en un radio de 360° que rodea el WTG 12.

65 Esta recopilación de valores de la condición del viento puede completarse durante más días o semanas antes de que

las mediciones necesarias de los sectores eólicos circundantes más dominantes y/o los rangos de velocidad del viento se recopilen y almacenen en la caja de supervisión de la condición 26.

5 Las condiciones geográficas o locales especiales pueden hacer que sea imposible recopilar mediciones de todos los rangos de viento y sectores eólicos que rodean el WTG 12; sin embargo, en caso de que falten rangos de viento y/o mediciones del sector eólico de sectores eólicos específicos, tales mediciones pueden ser sustituidas por valores de la condición del viento medidos o extrapolados.

10 Mediante la recopilación de mediciones generadas por LiDAR, se puede conocer el modo general de funcionamiento de un LiDAR que usa rayos láser para medir los reflejos de las partículas de aire en el aire atmosférico frente al rotor 10.

15 Esto significa que, en ciertas condiciones, por ejemplo, fuerte neblina o lluvia, el LiDAR no podrá medir ningún reflejo de las partículas de aire frente al rotor 10.

La figura 14A muestra una realización de un WTG 12 con su torre 8 y tres palas 2 y un círculo punteado para ilustrar el área barrida 80 por el rotor 10, una línea de puntos para ilustrar la dirección horizontal (con respecto al plano del rotor) 82 y una línea de puntos para ilustrar la dirección tangencial (con respecto al plano del rotor) 84.

20 La figura 14B muestra un ejemplo en el que el área barrida 80 se divide en ocho sectores de igual tamaño de 45° cada uno por cuatro líneas de puntos - pero cualquier otra división del área 80 barrida por el rotor en sectores de igual tamaño puede ser relevante.

25 La eficiencia aerodinámica de todo el rotor 10 para el área barrida 80 de 360° por el rotor puede cuantificarse por la producción de energía del generador medida acumulada en el período de tiempo cuando una pala específica ha girado 360°.

30 Una eficiencia aerodinámica de una pala 2 específica en un sector específico del área 80 barrida por el rotor puede cuantificarse por la producción de energía acumulada medida del generador en el período de tiempo donde esta pala 2 específica se encuentra en el sector específico del área barrida 80.

35 La figura 15 sirve para ilustrar el ángulo de desalineación α entre la dirección del viento marcada por una flecha 86 y la dirección real de la góndola/tren de transmisión marcada por una línea de puntos 104. Debe enfatizarse que, de acuerdo con un problema común y bien conocido, la consecuencia de la desalineación de guiñada es la pérdida de potencia después de una función \cos^2 y el aumento de cargas. Las estadísticas muestran que el 80 % de los WTG elegidos al azar funcionan con una desalineación promedio de guiñada $> 2^\circ$ y el 50 % de estos WTG funcionan con una desalineación promedio de guiñada $> 6^\circ$ y hasta 30° , lo que lleva a grandes pérdidas anuales de producción de energía del generador y mayores cargas.

40 La figura 16A muestra una imagen fotográfica que ilustra los contornos de la zona de bloqueo 88 a la izquierda del rotor 10 y los contornos de estela 90 a la derecha del rotor 10 por la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 en las proximidades de la turbina de guiñada cero (conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014 Figura 5).

45 En el lado izquierdo de la figura 16A la flecha de dirección del viento y la línea 86 ilustran la dirección del viento desde donde el viento se acerca al rotor 10. Se puede ver claramente desde la dirección 104 de la góndola/tren de transmisión que la desalineación de guiñada es 0° . Se puede ver claramente desde los contornos de estela 90 detrás (a la derecha) del rotor 10 que la "estela" no es simétrica exactamente en el lugar donde los instrumentos de medición existentes 24 normalmente están ubicados en la góndola 4, que es una de las explicaciones de por qué estos instrumentos 24 no pueden medir correctamente desde dónde se acerca el viento al rotor.

50 También se puede ver claramente por los contornos del efecto de bloqueo 88 frente (a la izquierda) al rotor 10 que el "efecto de bloqueo" en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 frente al rotor 10 no es simétrico principalmente debido a la rotación del rotor.

55 La figura 16B muestra una imagen fotográfica que ilustra los contornos de la zona de bloqueo 88 a la izquierda del rotor 10 y los contornos de estela 90 a la derecha del rotor 10 de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 en las proximidades de la turbina que funciona con un ángulo de desalineación de guiñada de 30° (conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014 figura 12).

60 En el lado izquierdo de la figura 16B, la dirección del viento está marcada por una flecha y una línea 86 y la dirección real del tren de transmisión/góndola está marcada por una línea de puntos 104 para ilustrar el ángulo de desalineación real de guiñada α de 30° . Se puede ver claramente por los contornos 94 detrás/a la derecha del rotor 10 que la "estela" no es simétrica en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 donde los instrumentos

de medición existentes 24 normalmente están ubicado en la góndola 4, que es una de las explicaciones de por qué estos instrumentos no pueden medir correctamente desde dónde se acerca el viento al rotor 10. Al comparar la figura 16A y la figura 16B, también se puede ver que el "efecto de estela" en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 detrás del rotor 10 es significativamente más asimétrico cuando el rotor 10 está funcionando con una desalineación de guiñada de 30°.

También se puede ver claramente en el lado izquierdo desde los contornos 92 frente al rotor 10 que el "efecto de bloqueo" en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 frente al rotor 10 no es simétrico. Al comparar la figura 16A y la figura 16B, también se puede ver que el "efecto de bloqueo" en el plano horizontal 82 a la altura del cubo 6 frente al rotor 10 es significativamente más asimétrico cuando el rotor 10 está funcionando con una desalineación de guiñada de 30°.

La figura 17A muestra en una imagen fotográfica de cómo esta invención espera que los contornos de la zona de bloqueo 118 de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en las direcciones tangenciales (con respecto al plano del rotor) 84 frente al rotor 10 en las proximidades de la turbina que funciona con un ángulo de desalineación de guiñada de 0° y que funciona con el mismo ángulo relativo de paso de la pala. Los contornos esperados de la zona de amortiguación 118 se pueden ver frente al rotor 10. El ángulo de inclinación de montaje para el rotor 10 (horizontalmente) con respecto a la torre 8 se muestra con el ángulo de inclinación normal de 7° entre la dirección de afluencia del viento en el plano horizontal óptimo 96 y la dirección inclinada 120 del rotor real 10 donde el rotor 10 se inclina en un ángulo de 7° lejos de la torre 8 para evitar golpes y coaliciones.

La figura 17B sirve para ilustrar adicional a la figura 17A la relación normal en la velocidad relativa del viento en la dirección tangencial 84 (con respecto al plano del rotor). Se puede ver que, en condiciones normales, cuando el viento se acerca al rotor 10 en el ángulo de afluencia del viento óptimo 96, entonces la velocidad relativa del viento en la posición superior del área barrida del rotor 114 es mayor que la velocidad del viento en la posición inferior del área barrida del rotor 116 que se ilustra por la longitud de las flechas de velocidad del viento de líneas de puntos 122.

Se puede ver claramente en la figura 17A y la figura 17B que se espera que los contornos de la zona de bloqueo 118 frente al rotor 10 en las direcciones tangenciales (con respecto al plano del rotor) 84 frente al rotor 10 no sean simétricos, principalmente debido a que la velocidad del viento es considerablemente mayor en la parte superior del rotor 114 en comparación con la velocidad del viento en la parte inferior del rotor 116 que se puede ver en la figura 17B y secundariamente también debido al ángulo de inclinación de 7° de montaje para el rotor 10 (horizontalmente) y debido a la rotación de el rotor 10.

Basándose en estos hallazgos relacionados con los contornos de la zona de bloqueo frente al rotor 10 (véase 88 en la figura 16A con un rotor 10 que funciona con una desalineación de guiñada de 0°) tanto en la dirección horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) como también en la zona de bloqueo esperada frente al rotor 10 (véase 118 en la figura 17A con un rotor 10 que funciona con una desalineación de guiñada de 0°) en la dirección tangencial 84 (con respecto al plano del rotor), por lo tanto, se sugiere en esta invención que:

A. un rotor 10 tiene que funcionar con cierta desalineación de guiñada promedio (a definir e incluir en los algoritmos) para garantizar una zona de bloqueo distribuida simétrica frente al rotor 10 en la dirección horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6, lo que conducirá entonces a la producción de energía máxima del generador y cargas mínimas en todo el rotor 10 (principalmente debido a la misma eficiencia aerodinámica y equilibrio de las palas individuales 2 cuando se sitúan en el lado izquierdo y el lado derecho del área de barrido 80 en la dirección horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) por el rotor 10).

B. para un rotor 10 que funciona con una desalineación de guiñada grande, la eficiencia aerodinámica y el equilibrio de la pala individual específica 2 en la dirección horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 frente al rotor 10 es considerablemente diferente cuando la pala individual 2 se sitúa en el lado izquierdo del área barrida 80 por el rotor 10 y cuando la misma pala individual 2 se sitúa en el lado derecho del área barrida 80 del rotor 10.

C. Para un rotor 10 con la opción de cambiar el paso de las palas 2 individualmente en cada giro del rotor 10. Cuando dicho rotor 10 está funcionando con una desalineación de guiñada de 0° y cuando el viento se acerca al rotor 10 en el ángulo de afluencia de viento óptimo 96, entonces idealmente debería haber diferencias relativas en los ángulos de paso reales de la pala respecto de cuando la pala individual 2 está ubicada en la posición superior del área barrida 80 por el rotor 10 (114 en la figura 17B) en comparación con cuando la pala individual 2 está ubicada en la posición inferior del área barrida 80 por el rotor (116 en la figura 17B), esto para garantizar una zona de bloqueo distribuida simétrica en la dirección tangencial 84 (con respecto al plano del rotor) que luego conducirá a la producción de energía máxima del generador y cargas mínimas en todo el rotor 10.

D. para un rotor 10 que funciona con una desalineación de guiñada de 0° y sin la opción de cambiar el paso individualmente las palas 2 en cada giro del rotor 10, se espera que cualquier diferencia relativa entre los ángulos de paso reales de las palas individuales 2 tenga un efecto sobre la simetría de los contornos de la zona de bloqueo en la dirección horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) frente al rotor 10 (88 en la figura 16A y 92 en la figura 16B) y también en la simetría de los contornos de la zona de bloqueo en la dirección tangencial 84 (con respecto al plano del rotor) frente al rotor 10 (118 en la figura 17A). Por lo tanto, este tipo de rotor 10 tiene que funcionar idealmente sin desalineación del paso de la pala 2 por encima de 0,2° relativamente entre las palas individuales 2

para garantizar la mejor zona de bloqueo distribuida simétrica posible tanto en la dirección horizontal 82 como en las direcciones tangenciales 84 (con respecto a plano del rotor) frente al rotor 10, que luego se espera que conduzca a la producción máxima de energía del generador y cargas mínimas en todo el rotor.

5 Por lo tanto, la presente invención proporciona una tecnología combinada altamente deseable, mejor y totalmente nueva para medir la condición y supervisar la eficiencia aerodinámica real de las palas individuales y todo el rotor en cualquier posición de pala en 360° y del rotor en 360° en cualquier momento durante el funcionamiento - para proporcionar la correcta información al controlador de la turbina eólica para obtener la mejor producción posible de energía del generador y las cargas más bajas para estar dentro de las especificaciones.

10 La invención sugiere usar una tecnología combinada para medir la eficiencia aerodinámica de la pala individual y todo el rotor en cualquier posición en 360°

15 - De esta manera, un WTG también puede usar todo el rotor como un nuevo instrumento de medición innovador que la industria de turbinas eólicas ha estado buscando durante muchos años.

Esta nueva tecnología combinada puede soportar y finalmente sustituir los instrumentos existentes ubicados detrás del rotor.

20 La figura 18 muestra un histograma y una función de Weibull para la probabilidad en relación con la velocidad del viento (datos medidos en rangos de velocidad del viento de 1 m/s).

25 El rango de velocidad del viento es la expresión para un intervalo de velocidad del viento, habitualmente 0,5-1 m/s. Los datos de velocidad del viento se agrupan en cada uno de estos intervalos de velocidad del viento (rangos de velocidad del viento) y, en función de estas estadísticas relevantes, se pueden hacer cálculos para cada rango de velocidad del viento. Este tipo de estadísticas y cálculos pueden ser, por ejemplo, mediciones de rendimiento de potencia y distribuciones de velocidad del viento de Weibull como en la figura a continuación, donde se esperan variaciones en la velocidad del viento.

30 La razón por la cual los datos de velocidad del viento se agrupan en rangos de velocidad del viento es que se esperan estadísticamente variaciones, lo que es más fácil de analizar cuando los datos se agrupan en esos rangos de velocidad del viento.

35 La figura 19A sirve para ilustrar un ejemplo en el que una afluencia de viento inclinada ilustrada por las flechas 98 se mide en este caso por un LiDAR con patrón de exploración circular 100. Esto debe estar relacionado con el ángulo de afluencia de viento óptimo 96 al rotor 10.

40 La figura 19B sirve para ilustrar un ejemplo en el que una afluencia de viento inclinada ilustrada por las flechas 98 se mide en este caso por un LiDAR de 4 haces con el patrón de exploración lineal 102. Esto debe estar relacionado con el ángulo de afluencia de viento óptimo 96 al rotor 10.

45 La figura 20A ilustra las mediciones recopiladas que se muestran como un gran número de puntos, cada uno de los cuales representa el valor promedio de un período de medición de tres minutos con respecto a la velocidad del viento medida en metros/segundo (ejes y) y el ángulo de desalineación de guiñada en grados (ejes x), la línea de puntos vertical 106 que representa los ejes de desalineación del ángulo neutro - donde el valor promedio de desalineación de guiñada mostrado por la línea 108 es de aproximadamente 7°.

50 De lo contrario en la figura 20B que muestra las mediciones después de que el controlador de WTG 22 recibe y toma en consideración las señales y los datos de la caja de supervisión de la condición 26 - donde la mayoría de las mediciones recopiladas después de la corrección se colocan cerca de la línea vertical 108 que representa el ángulo de desalineación de guiñada promedio de aproximadamente 0°.

55 La figura 21 ilustra las mediciones recopiladas en un formato de vista de curva de potencia tradicional de un WTG de 3 MW que se muestra como un gran número de puntos, cada uno de los cuales representa un promedio de un período de medición de 3 minutos con respecto a la velocidad del viento medida en metros/segundo (ejes x) y la potencia promedio real en kW producidos en el correspondiente período de medición de 3 minutos (ejes y). La curva de potencia a la derecha 110 representa la curva de potencia real medida antes de que se introduzca la caja de supervisión de la condición 26.

60 La curva de potencia a la izquierda 112 representa la curva de potencia como se esperaba después de que la caja de supervisión de la condición 26 esté interconectada y la nueva información tomada en consideración por el controlador de WTG 22 de acuerdo con la presente invención. La recopilación y el procesamiento de datos de los nuevos instrumentos también se pueden hacer directamente en el controlador de WTG 22.

65 Análisis de parques y flotas: las entradas y salidas de las cajas de supervisión de la condición eventualmente se almacenarán en una base de datos local y una base de datos global para cada turbina eólica en los parques eólicos

específicos. Posteriormente será posible extraer, ordenar y comparar datos para una optimización continua de los métodos y algoritmos técnicos de la caja de supervisión de la condición y para análisis y materiales estadísticos adicionales.

5 Números de referencia en el dibujo:

- 2 Palas de rotor de turbina eólica
- 4 Góndola
- 6 Caperuza/cubo
- 8 Torre
- 10 Rotor (caperuza/cubo 6 en el que está montada al menos una pala de rotor 2).
- 12 Generador de turbina eólica (WTG) (sus componentes principales son góndola 4 + torre 8 + rotor 10 + base 14)
- 14 Base para la torre 8
- 16 Eje principal
- 18 Caja de engranajes
- 19 Eje de alta velocidad que conecta la caja de engranajes 18 y el generador 20
- 20 Generador
- 22 Controlador de WTG (normalmente ubicado dentro de la torre 8 en la parte inferior)
- 24 Instrumento de medición de la velocidad y dirección del viento ubicado en la góndola 4 detrás del rotor 10
- 26 Caja de supervisión de la condición
- 28 Acelerómetros, sensores instalados en el cubo, en las palas del rotor, en el eje principal y en la góndola ubicada en el centro de la torre, que proporciona mediciones dependientes de la posición de los movimientos, aceleraciones, ángulos de rotación del rotor, las palas de rotor individuales y la torre en los ejes x, y y z
- 29 Medición de par, medir el par en el generador
- 30 Medición de producción de energía del generador
- 32 LiDAR (detección y determinación de luz) con al menos un rayo láser, un anemómetro giratorio o cualquier otro instrumento que pueda medir la velocidad y la turbulencia del viento y, potencialmente, también desalineación de guiñada y ángulo de afluencia del viento, etc., frente a o sobre el rotor 10
- 34 Línea que representa el rayo láser de LiDAR 32
- 35 Tren de transmisión en un WTG 12. Podría ser un tren de transmisión sin engranajes (cubo/caperuza 6, eje del rotor principal 16 y generador 20) o un tren de transmisión tradicional (cubo/caperuza 6, eje del rotor principal 16, caja de engranajes 18, eje de alta velocidad 19 y generador 20)
- 36 Sistema de brújula de posición GPS, inclinación y dirección basado en góndola o cualquier otro instrumento o sistema alternativo que pueda medir de manera fiable la verdadera dirección de la góndola/tren de transmisión
- 38 Mínimo 2 antenas conectadas a un sistema de posición GPS, inclinación y dirección.
- 40 Flecha de interacción de línea de puntos
- 42 Flecha de interacción doble
- 44 Sistema de comunicación basado en satélite
- 46 Mínimo 1 antena conectada al sistema de comunicación basado en satélite
- 48 Interfaces opcionales para tecnologías adicionales de supervisión de la condición
- 50 Fuente de alimentación de reserva durante un corto periodo
- 52 Fuente de alimentación
- 54 Interfaz WAN
- 56 Interfaz de terminal
- 58 GPRS/3G/4G/5G o cualquier otra interfaz de sistema de transferencia de datos de alto rendimiento.
- 60 Interfaz USB
- 62 interfaz del controlador de WTG 22
- 64 La línea ilustra la conexión entre la caja de supervisión de la condición 26 y el controlador de WTG 22
- 66 La línea y la nube ilustran la distribución de la alarma instantánea por satélite y las opciones de transferencia de datos desde/hasta la caja de supervisión de la condición 26 a través de GPRS/3G/4G/5G/SMS/sistema por satélite de alto rendimiento/Internet o cualquier otro sistema de transferencia de datos de alto rendimiento.
- 68 Alarma instantánea transferida y recibida por el propietario/operador
- 70 Alarma instantánea transferida y recibida en dispositivo móvil
- 72 Alarma instantánea y datos transferidos y recibidos por el servidor local y almacenados para su posterior análisis y estadística
- 74 Alarma instantánea y datos transferidos del servidor local al servidor global usando un sistema de transferencia de datos de alto rendimiento.

- 76 Alarma instantánea y transferencia de datos recibidos por el servidor global y almacenados para su posterior análisis y estadística
- 78 Flecha que representa los sectores eólicos circundantes
- 80 Círculo punteado que ilustra el área barrida por el rotor 10
- 82 Línea de puntos gruesos que ilustra la dirección horizontal (con respecto al plano del rotor)
- 84 Línea de puntos gruesos que ilustra la dirección tangencial (con respecto al plano del rotor)
- 86 Flecha de dirección del viento
- 88 "Efecto de bloqueo frente al rotor 10" Contornos de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 en las proximidades de la turbina de guiñada cero (conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014 figura 5.)
- 90 "Efecto de estela detrás del rotor 10" - Contornos de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 en las proximidades de la turbina de guiñada cero (conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014 figura 5.)
- 92 "Efecto de bloqueo frente al rotor 10" Contornos de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 en las proximidades de la turbina que funciona con un ángulo de desalineación de guiñada de 30° (conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014 figura 12.)
- 94 "Efecto de estela detrás del rotor 10" Contornos de la velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano horizontal 82 (con respecto al plano del rotor) a la altura del cubo 6 en las proximidades de la turbina que funciona con un ángulo de desalineación de guiñada de 30° (conferencia Wake 2015 - Journal of Physics: Conference Series 625 (2015) 012014 figura 12.)
- 96 Ángulo de afluencia de viento óptimo ilustrado por la línea de puntos
- 98 Ángulo de afluencia de viento inclinado ilustrado por las flechas
- 100 LiDAR 32 con patrón de exploración circular
- 102 LiDAR 32 con 4 haces y patrón de exploración lineal
- 104 Dirección de la góndola 4/tren de transmisión 35 (línea de puntos)
- 106 Línea de puntos que representa desalineación de guiñada de 0°
- 108 Línea que representa el valor promedio de desalineación de guiñada
- 110 Curva de potencia antes para WTG de 3 MW (medida con LiDAR 32 basado en góndola)
- 112 Curva de potencia después para WTG de 3MW (medida con LiDAR 32 basado en góndola)
- 114 Posición superior para la pala 2 en el área barrida 80 del rotor 10
- 116 Posición inferior para la pala 2 en el área barrida 80 del rotor 10
- 118 Contornos de la "zona de efecto de bloqueo" esperada frente al rotor 10, velocidad media normalizada en el sentido de la corriente (u/u_h) en el plano tangencial 84 (con respecto al plano del rotor) en las proximidades de la turbina que funciona con un ángulo de desalineación de guiñada de 0°.
- 120 Línea que representa el ángulo de inclinación de 7° (horizontalmente) de montaje para la góndola 4/el tren de transmisión 35/el rotor 10 con respecto a la torre 8.
- 122 La longitud de las líneas que muestran la velocidad esperada del viento relativamente en el plano tangencial 84 en circunstancias normales aumentará cuando aumente la altura sobre el terreno.

REIVINDICACIONES

1. Un método de supervisión de la condición de un WTG (generador de turbina eólica) (12) que comprende acciones de:

5 - recopilar al menos los siguientes conjuntos de datos con cronomarcadores:

- A) mediciones de producción de energía del generador;
- B) mediciones de estado mecánico;
- 10 C) mediciones de dirección de la góndola;
- D) medición de condiciones meteorológicas, incluidas al menos mediciones de la condición del viento;
- E) y medición de par

15 - sincronizar y procesar los conjuntos de datos para proporcionar al menos

- i) Información de estado del rotor/de la pala
- ii) Información de producción de energía del generador
- iii) Información de estado de la torre

20 - clasificar la información i), ii) y iii) en al menos los siguientes estados de funcionamiento:

- o Estado normal de funcionamiento o
- o Estado no normal de funcionamiento,

25 y dicha acción de sincronización se realiza en al menos un sistema de sincronización para sincronizar datos recopilados y cronomarcados.

2. El método de supervisión de la condición de acuerdo con la reivindicación 1, en el que los conjuntos de datos A), B), C) y D) se recopilan, se cronomarkan, se almacenan y se sincronizan.

30 3. El método de supervisión de la condición de acuerdo con la reivindicación 1 o 2, en el que la acción de clasificar al menos un procesamiento automático de autocalibración de los parámetros para la clasificación del estado de funcionamiento se ajusta a la turbina eólica individual.

35 4. El método de supervisión de la condición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que la desalineación de guiñada se clasifica como un estado normal de funcionamiento.

40 5. El método de supervisión de la condición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que una acción de procesamiento de datos para proporcionar desalineación de guiñada y/o información de estado de la torre se realiza mediante acciones de:

- Procesamiento de datos para proporcionar

- i) Información de estado del rotor/de la pala,
- 45 ii) información de producción de energía del generador

a partir de

- A) mediciones de producción de energía
- 50 B) mediciones de estado mecánico o carga.

6. Un sistema de supervisión de la condición de un WTG (generador de turbina eólica) que comprende:

- medios de recopilación de conjuntos de datos para recopilar conjuntos de datos con cronomarcadores a partir de

- A) medios para medir la salida de producción de energía del generador;
- B) medios para medir el estado mecánico;
- C) medios para medir la dirección de la góndola;
- D) medios para medir las condiciones meteorológicas;
- 60 E) medios para medir las condiciones de par para el generador;

- al menos un procesador configurado para procesar los conjuntos de datos recopilados y funcionalmente para generar una salida de uno o más de:

- i) Información de estado del rotor/de la pala;
- 65 ii) Información de producción de energía del generador;

- iii) Información de estado de la torre;
- iv) Información de ráfagas de viento que se acercan al rotor; y

generar al menos una salida de información clasificada

- 5
- Estado normal de funcionamiento o
 - Estado no normal de funcionamiento,

y dicho procesador comprendiendo al menos un sistema de sincronización para sincronizar datos recopilados y cronomarcados.

10

7. Un sistema de supervisión de la condición de un WTG de acuerdo con la reivindicación 6, que comprende además al menos un procesamiento automático de autocalibración de los parámetros para la clasificación del estado de funcionamiento que se ajusta a la turbina eólica individual.

15

8. Método de hacer funcionar un WTG (12) con un controlador de WTG basado en la supervisión de la condición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el método de funcionamiento implica acciones de:

20 - controlar el WTG (12) alimentando la al menos procesada:

- i) Información de estado del rotor/de la pala
- ii) Información de producción de energía del generador
- iii) Información de estado de la torre

25 al controlador de WTG de manera condicional basándose en al menos los estados de funcionamiento clasificados:

- Estado normal de funcionamiento
- Estado no normal de funcionamiento.

30 9. El método de hacer funcionar un WTG (12) de acuerdo con la reivindicación 8, en el que los estados de funcionamiento de:

- 35
- Estado normal de funcionamiento
 - permite el funcionamiento donde no se aplican señales de acción correctiva al controlador de WTG o donde se aplican señales de acción correctiva al controlador de WTG;
 - Estado no normal de funcionamiento
 - activa un indicador/una alarma que requiere la acción de asistencia manual para que continúe el funcionamiento del WTG.

40 10. El método de hacer funcionar un WTG (12) de acuerdo con la reivindicación 8 o 9, en el que el estado de funcionamiento de:

- Estado normal de funcionamiento
- implica hacer funcionar el WTG con desalineación de guiñada.

45 11. El método de hacer funcionar un WTG (12) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 8 a 10, en el que el estado de funcionamiento de:

- Estado no normal de funcionamiento requiere la acción de detención automática del funcionamiento continuo del WTG y una acción de inspección del WTG antes de que se reanude el estado normal de funcionamiento.

50 12. El método de supervisión de la condición de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1-5 que comprende una acción adicional de inspección visual de un WTG (12) que comprende las acciones de:

- 55
- apuntar un sistema de inspección visual con un campo de visión alrededor de una línea de visión de un plano donde la pala de rotor (2), el sistema de rotor (10) y la torre (8) estarán presentes durante la parada, el arranque y el funcionamiento;
 - capturar múltiples imágenes del campo de visión con al menos múltiples imágenes con al menos parte de la pala de rotor (2), el sistema de rotor (10) y la torre (8) en la imagen;
 - seleccionar al menos una imagen de referencia entre las imágenes capturadas;
 - comparar al menos otra imagen capturada con la imagen de referencia.

60 13. El método de supervisión de la condición de acuerdo con la reivindicación 12, donde la inspección visual se lleva a cabo por medio de una o más cámaras de exploración lineal.

65 14. El método de supervisión de la condición de acuerdo con la reivindicación 12 o 13, donde la inspección visual se lleva a cabo por medio de una o más cámaras de exploración lineal y una o más cámaras de exploración de área.

15. El método de supervisión de la condición de acuerdo con la reivindicación 13 o 14, donde la tecnología de bucle de bloqueo de fase (PLL) se usa para disparar y activar una cualquiera o más cámaras de exploración lineal y/o una o más cámaras de exploración de área basadas en software o métodos para sincronizar el ordenador al rotor real.

5

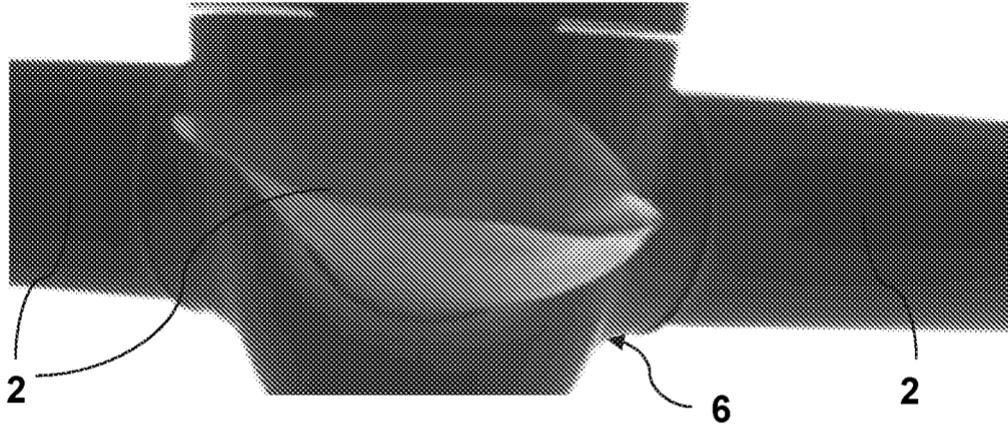


Fig. 1

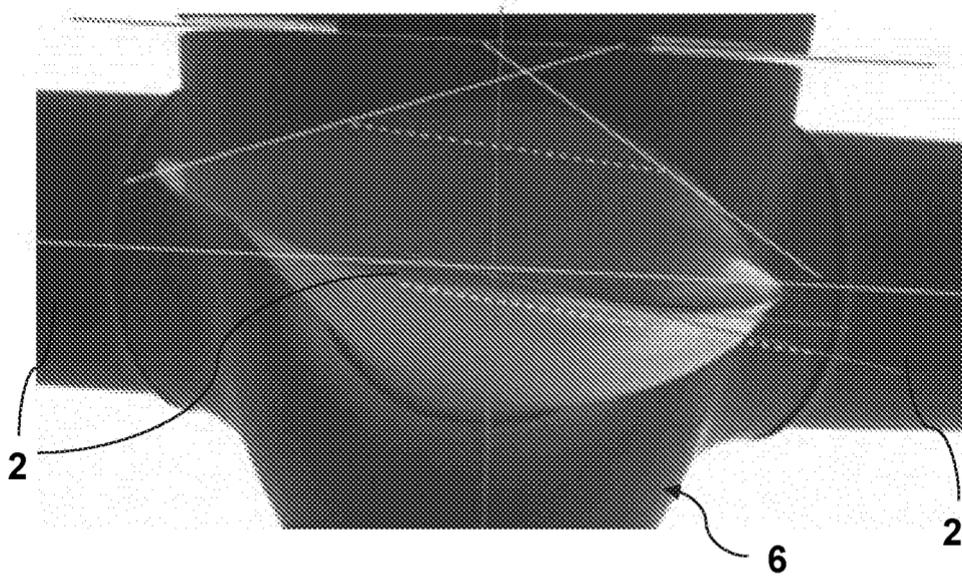


Fig. 2

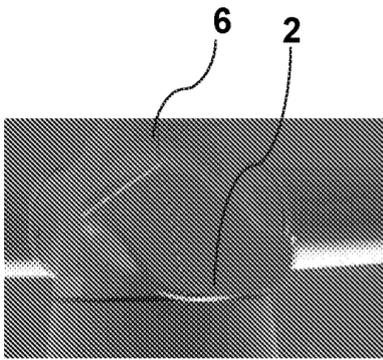


Fig. 3A

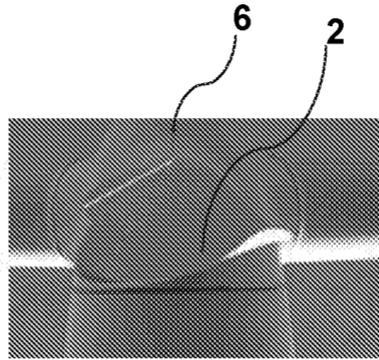


Fig. 3B

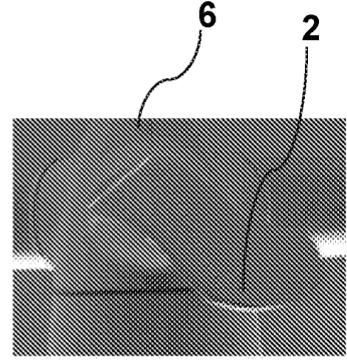


Fig. 3C

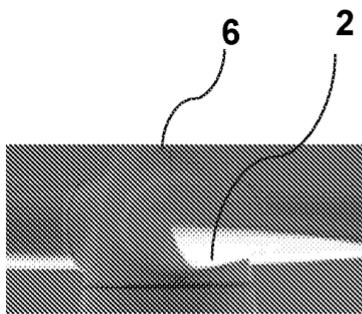


Fig. 4A

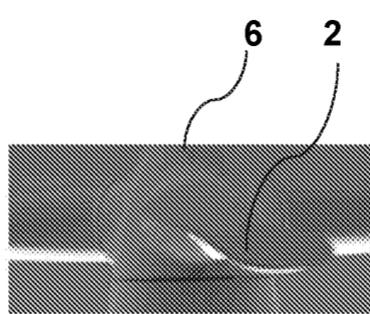


Fig. 4B

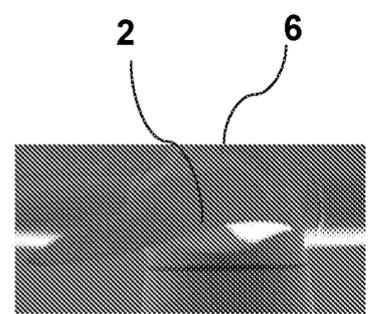


Fig. 4C

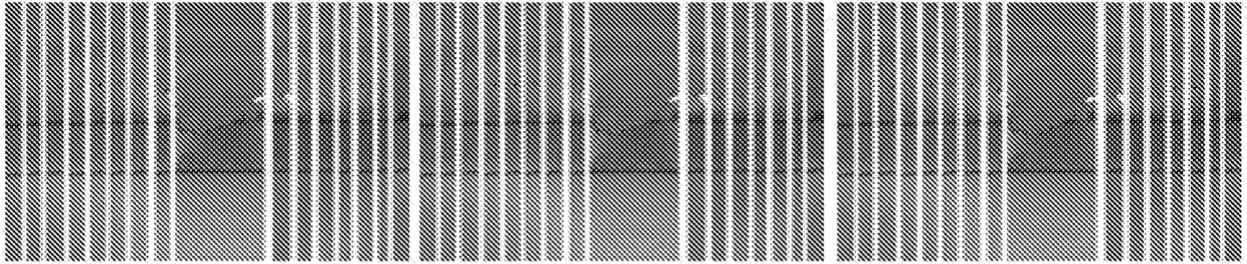


Fig. 5

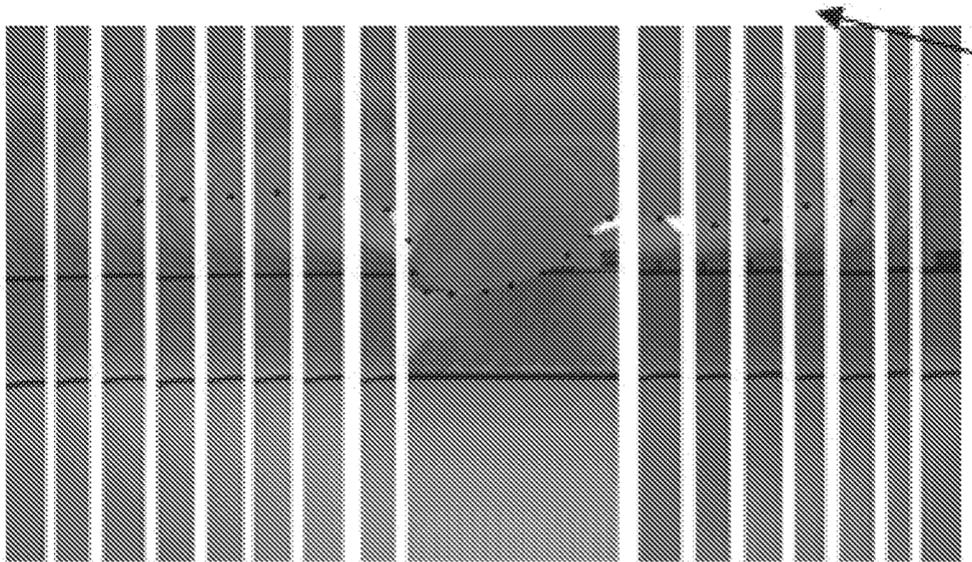


Fig. 6

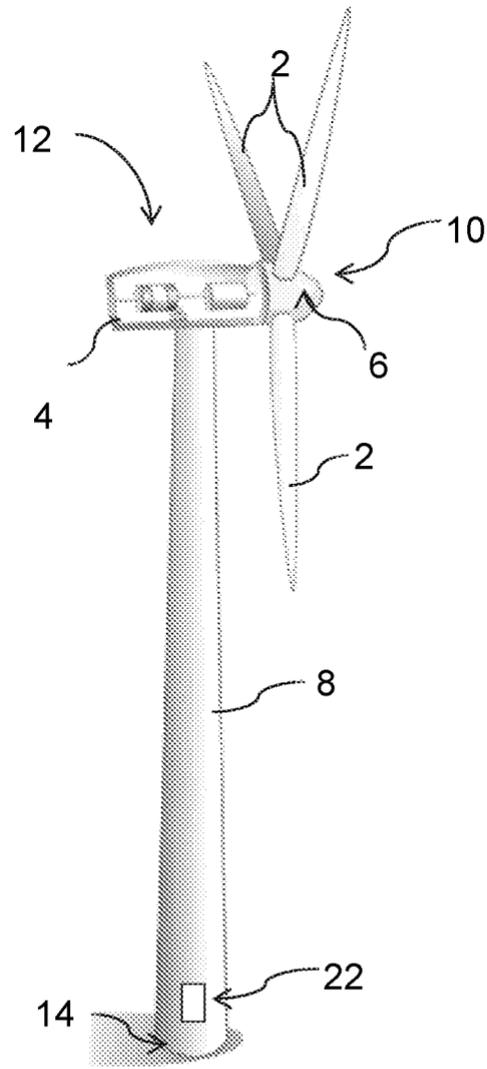


Fig. 7

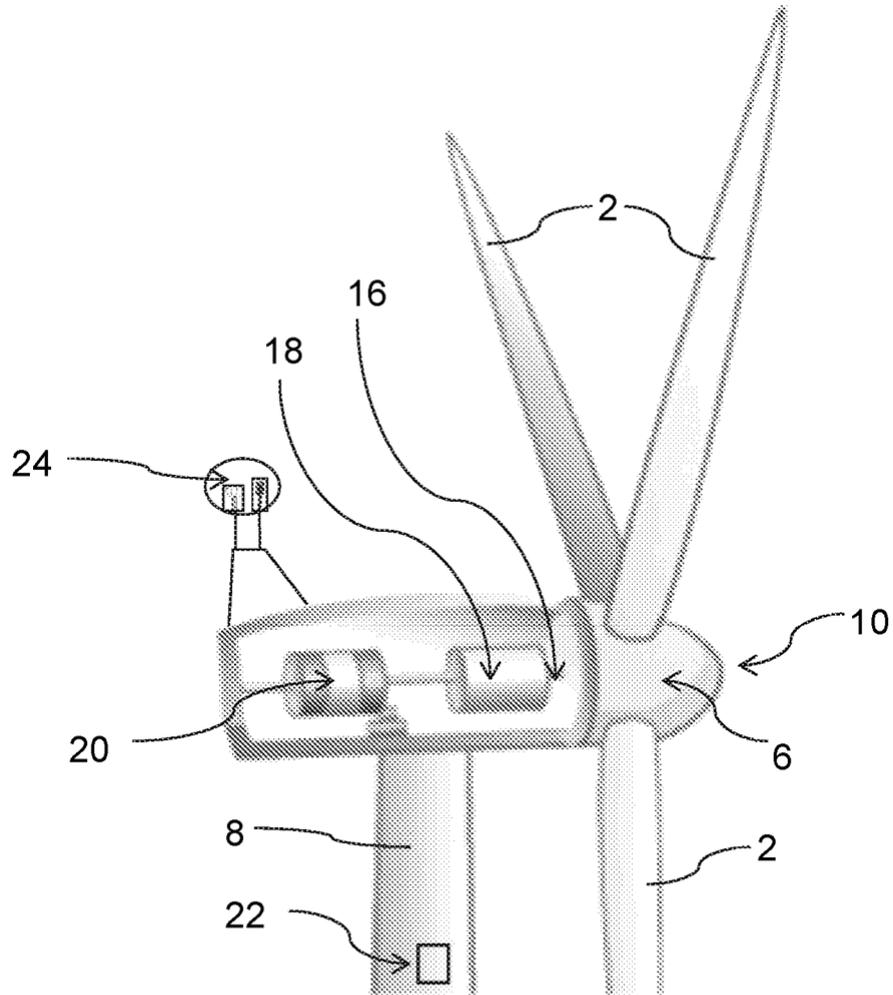


Fig. 8

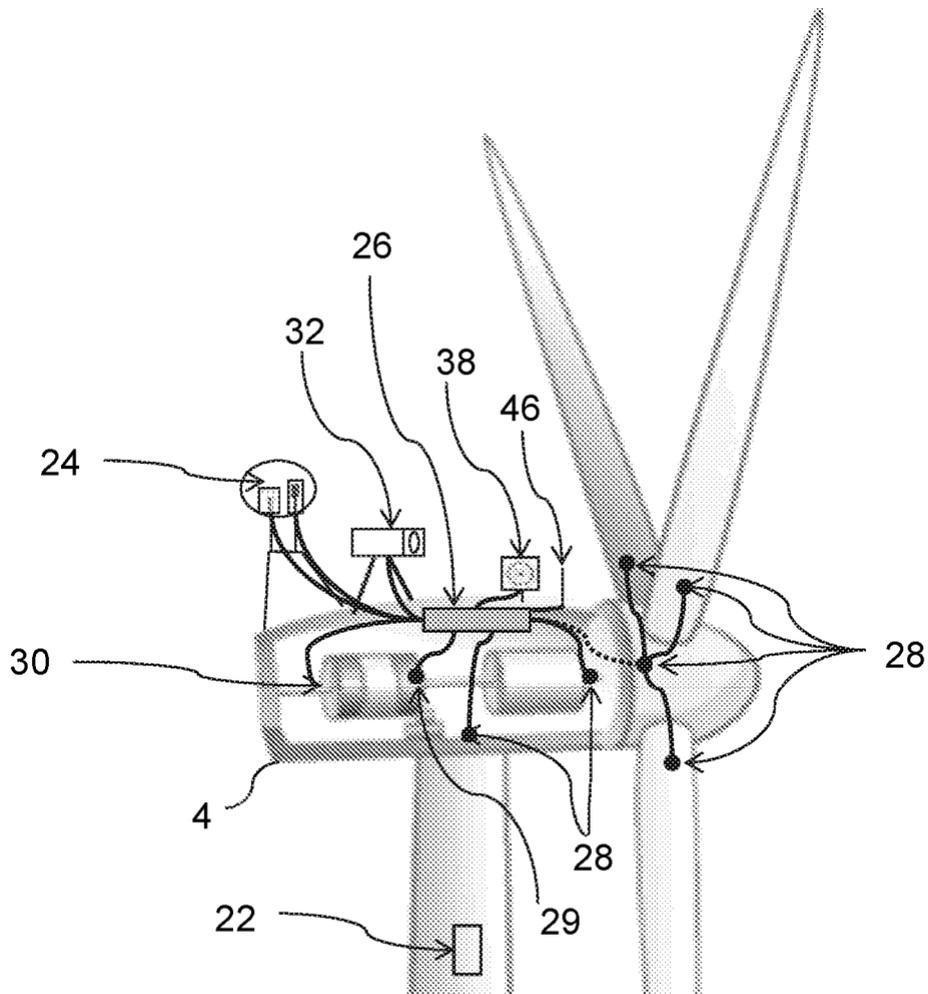


Fig. 9A

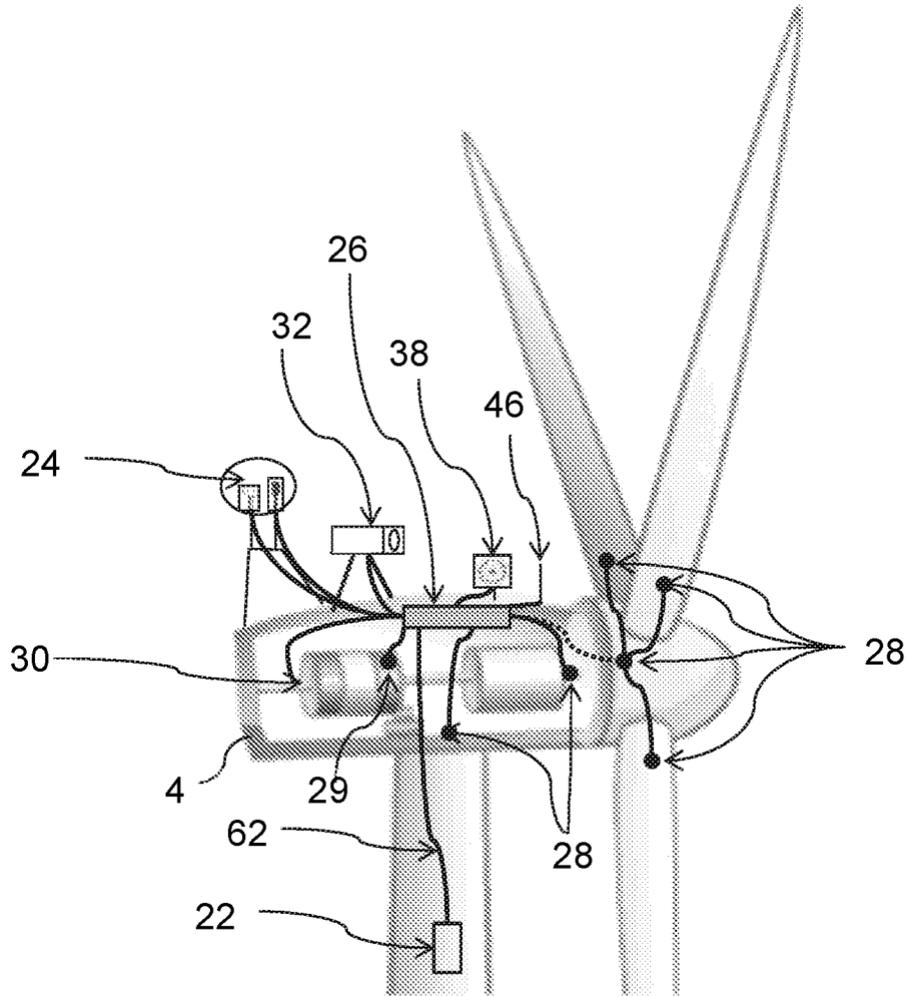


Fig. 9B

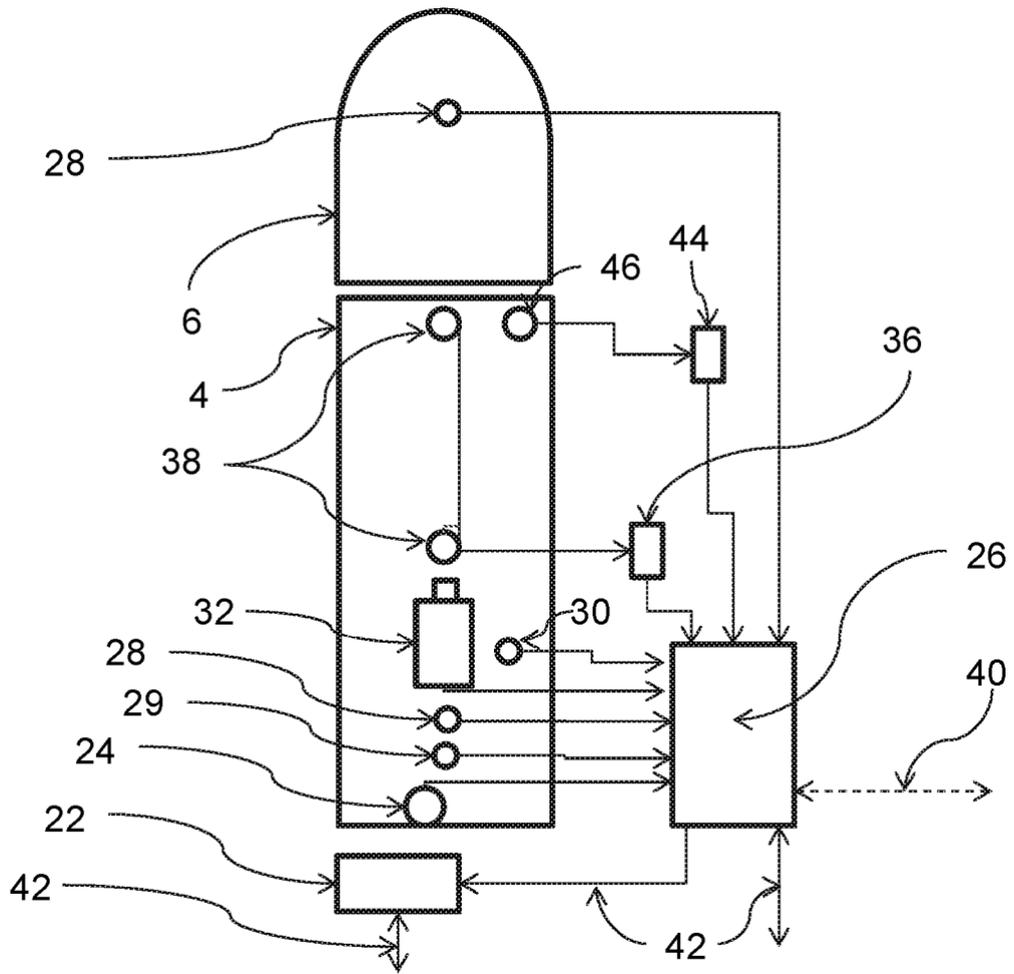


Fig. 10A

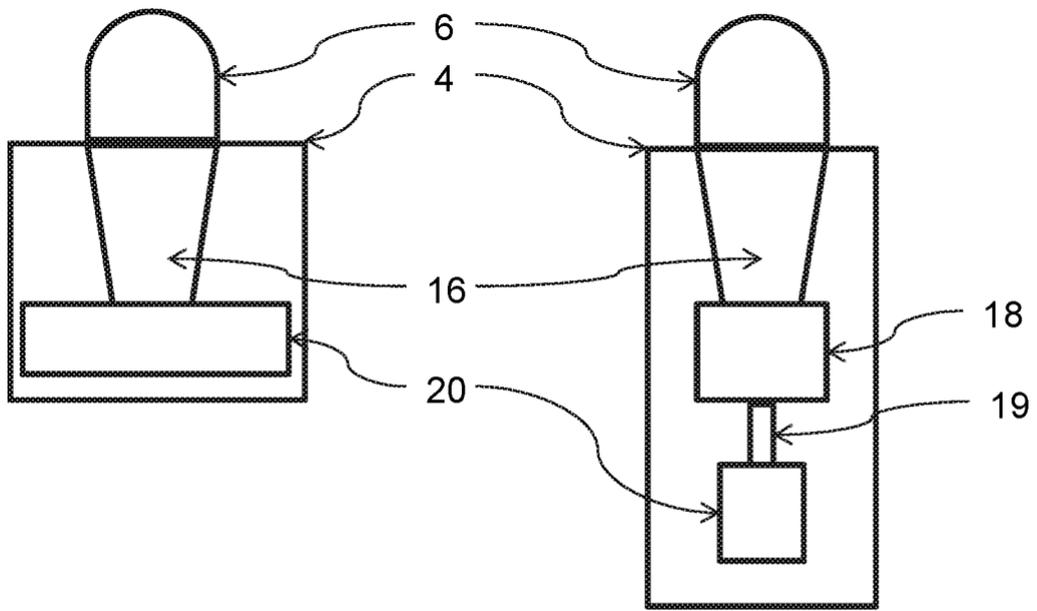


Fig. 10B

Fig. 10C

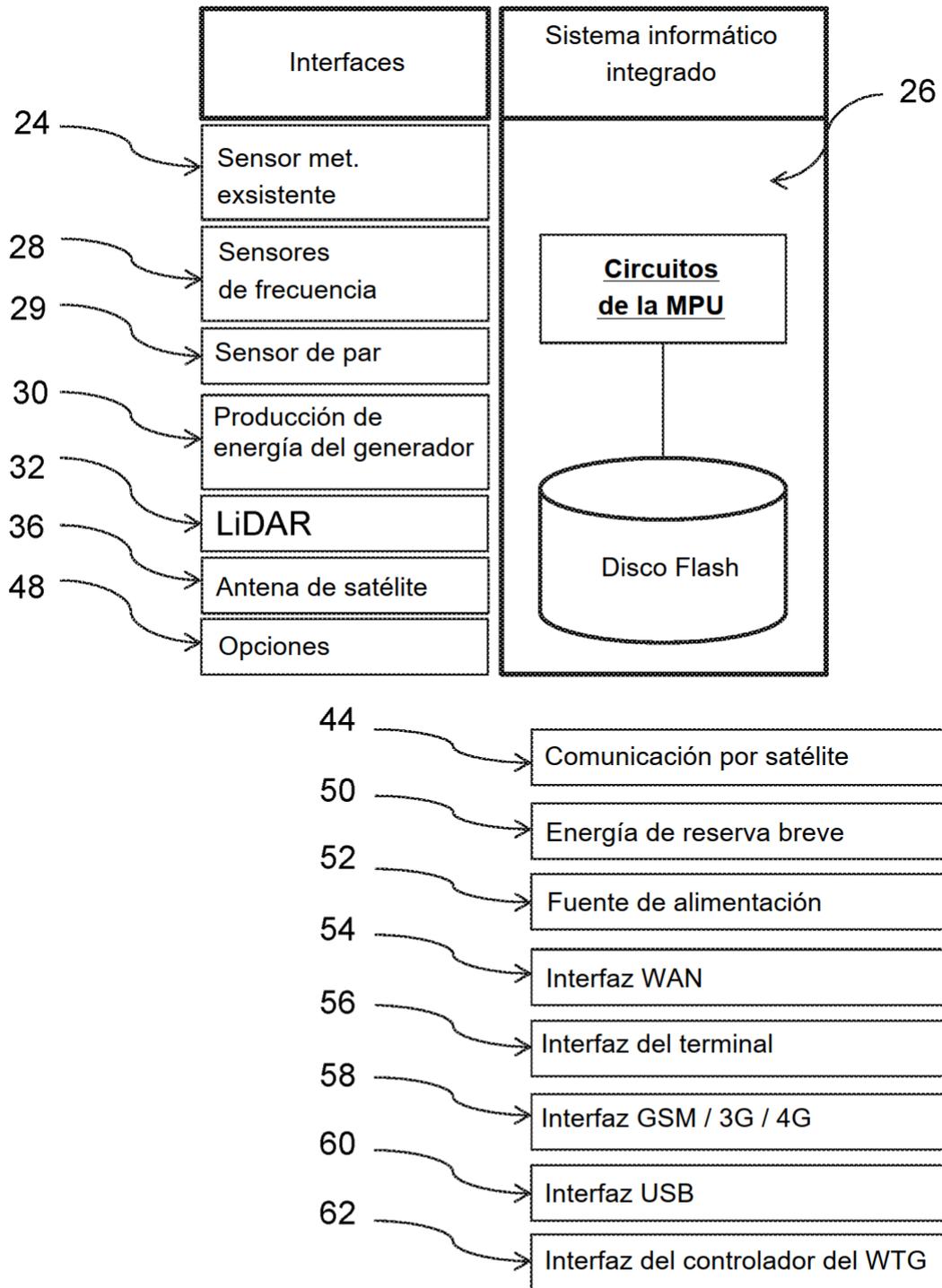


Fig. 11

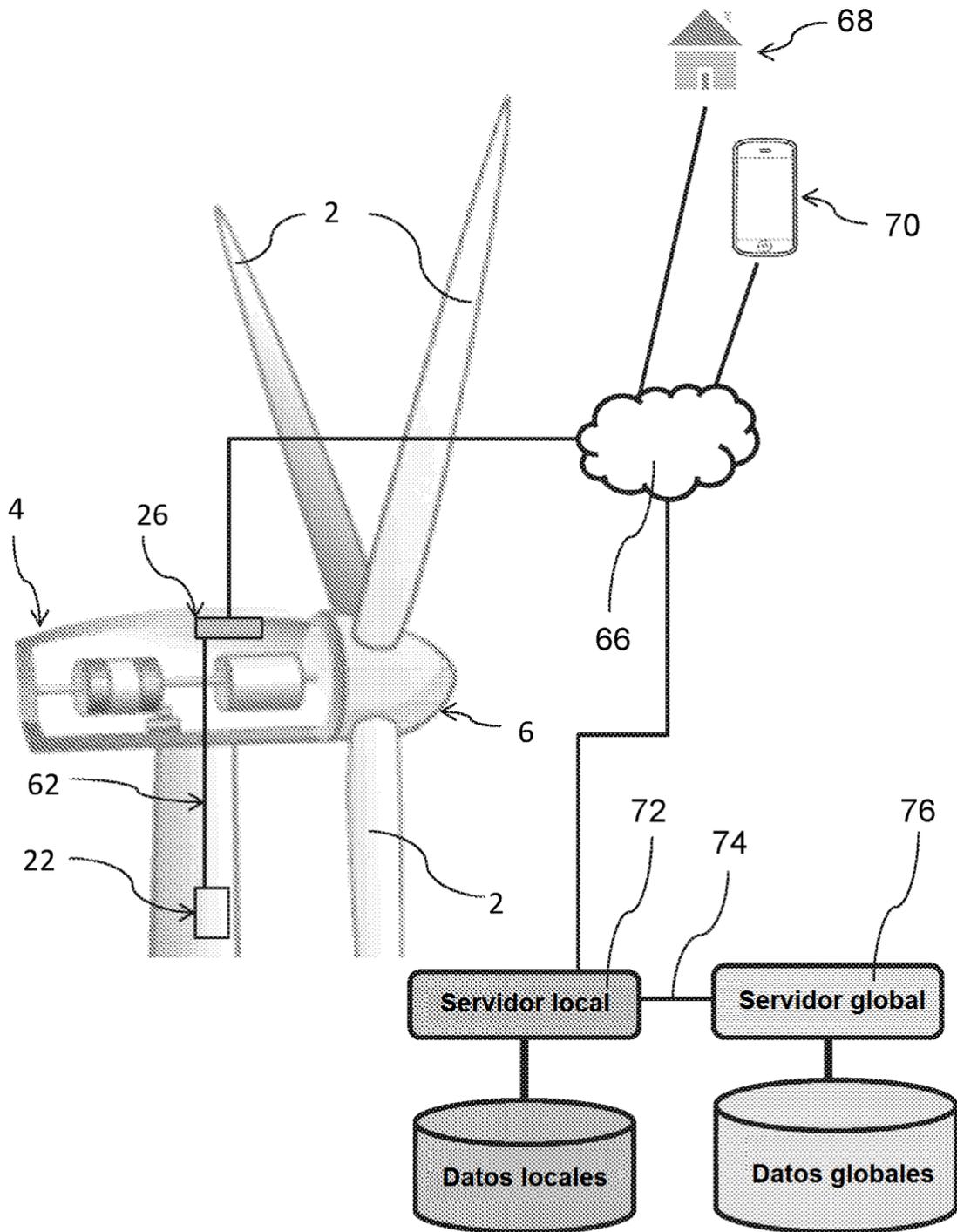


Fig. 12

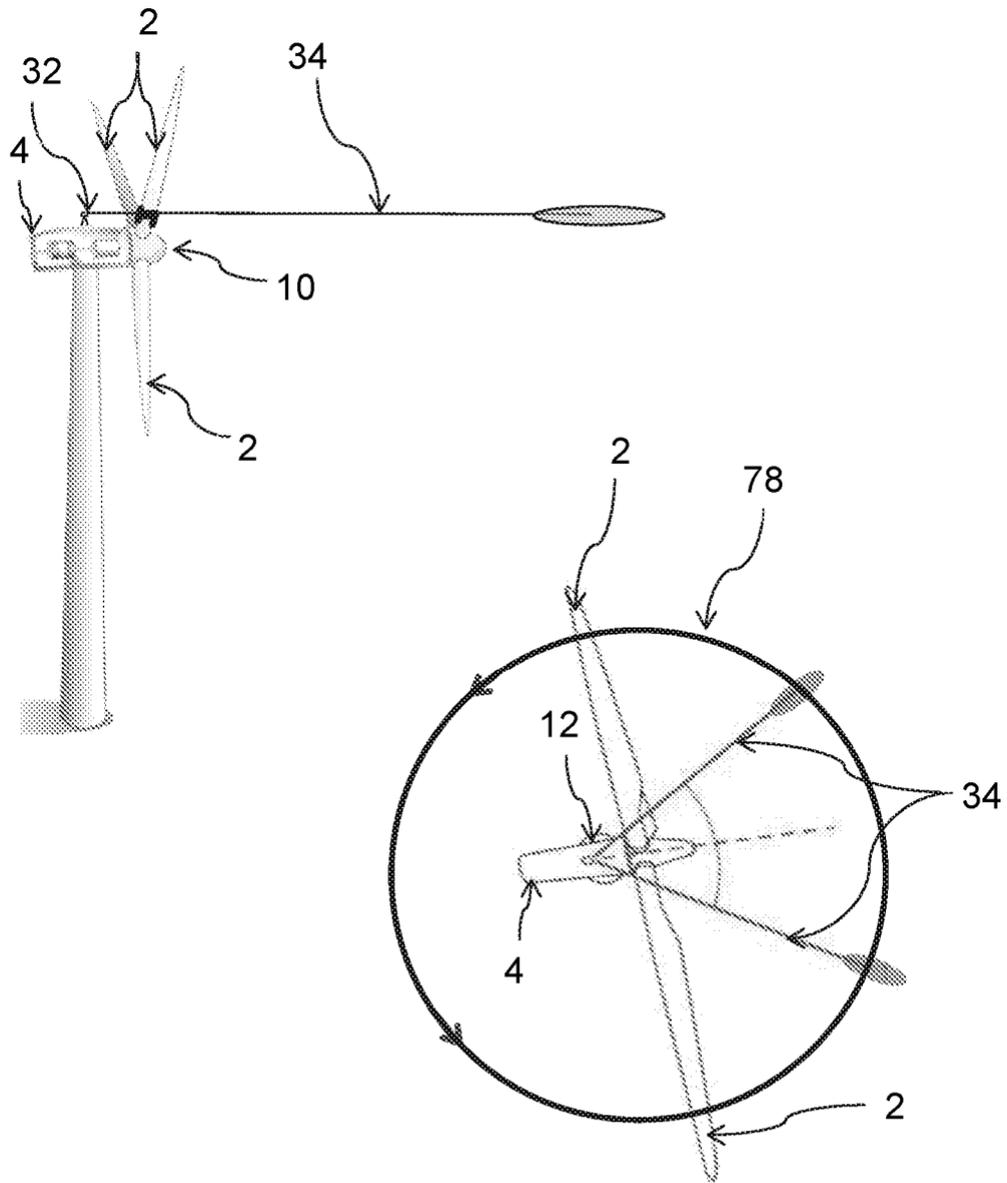


Fig. 13

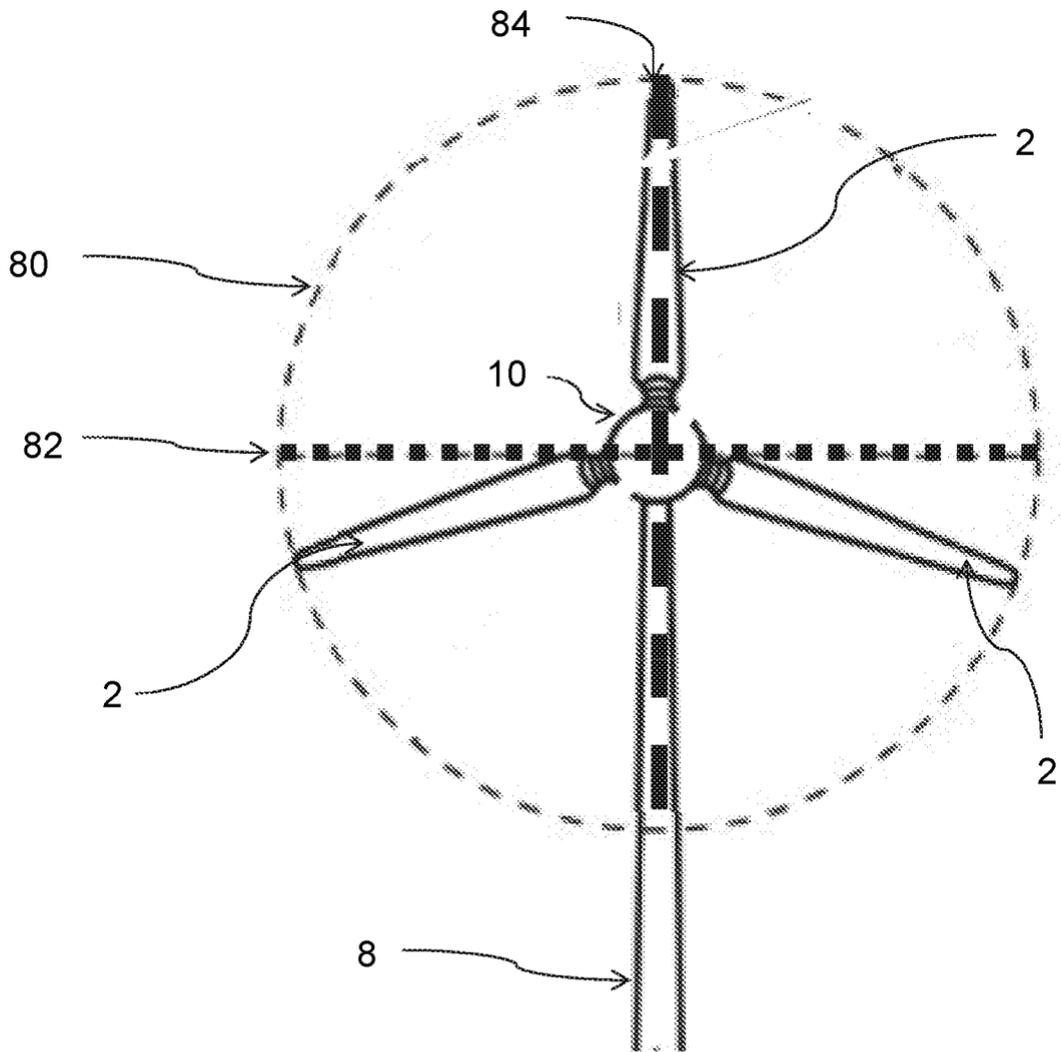


Fig. 14A

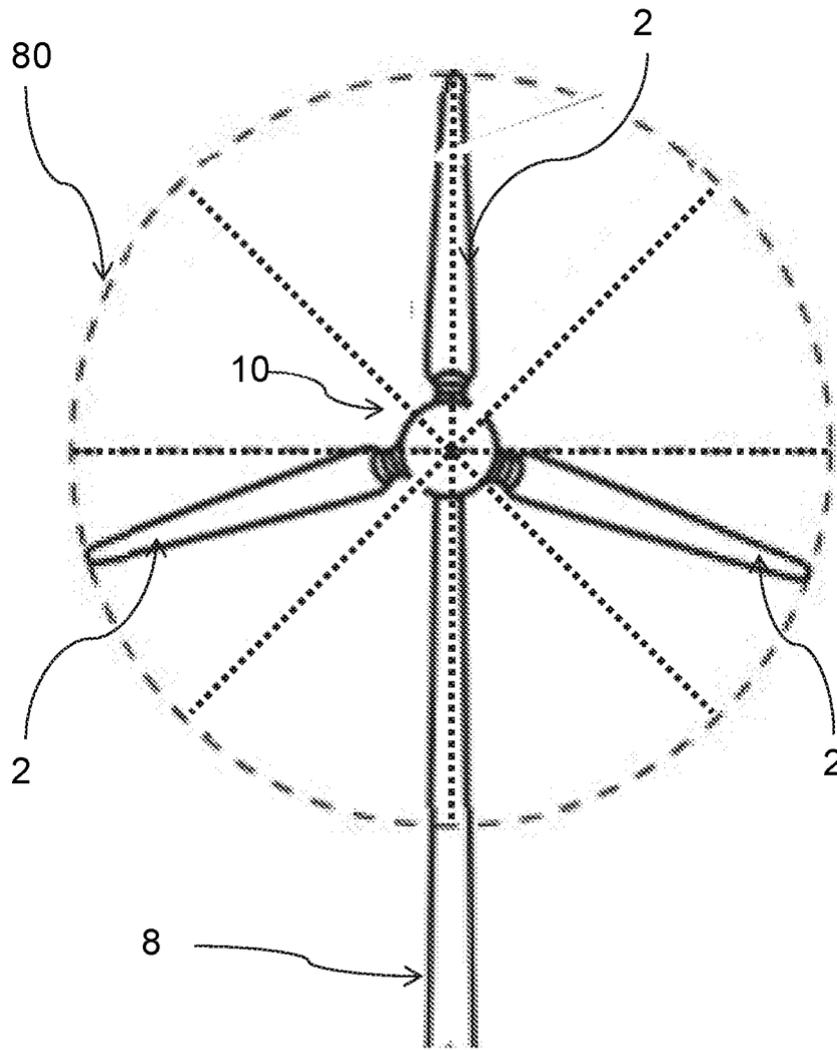


Fig. 14B

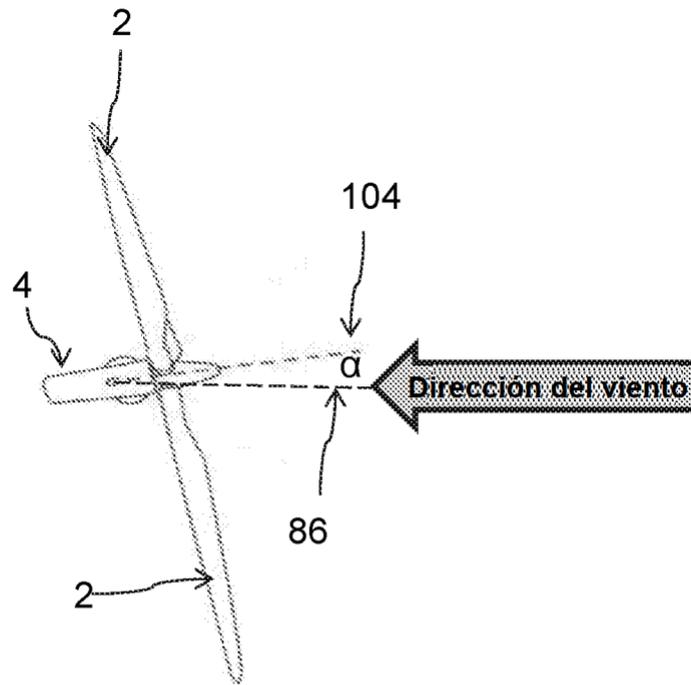


Fig. 15

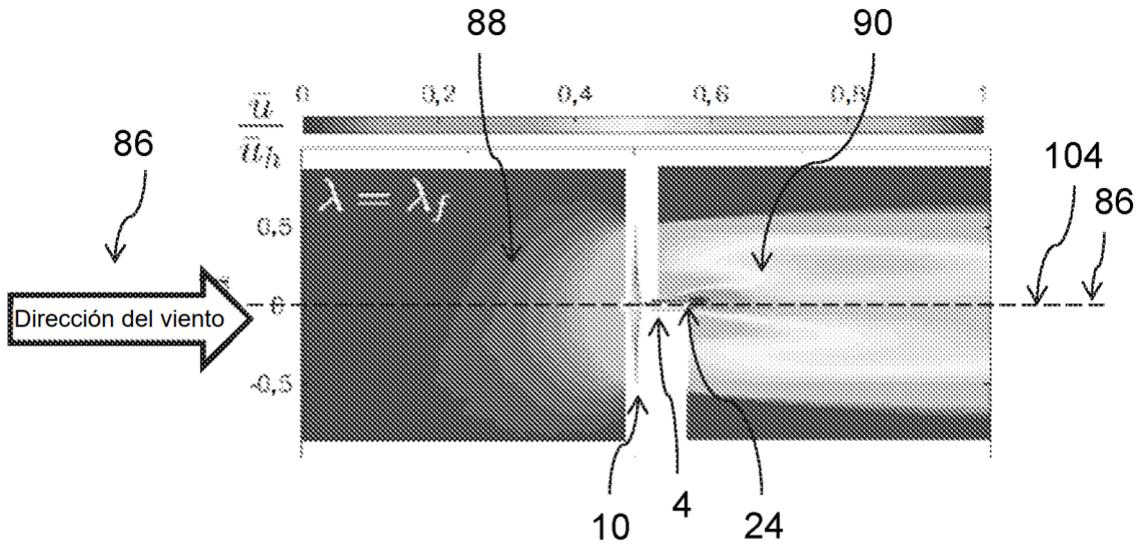


Fig. 16A

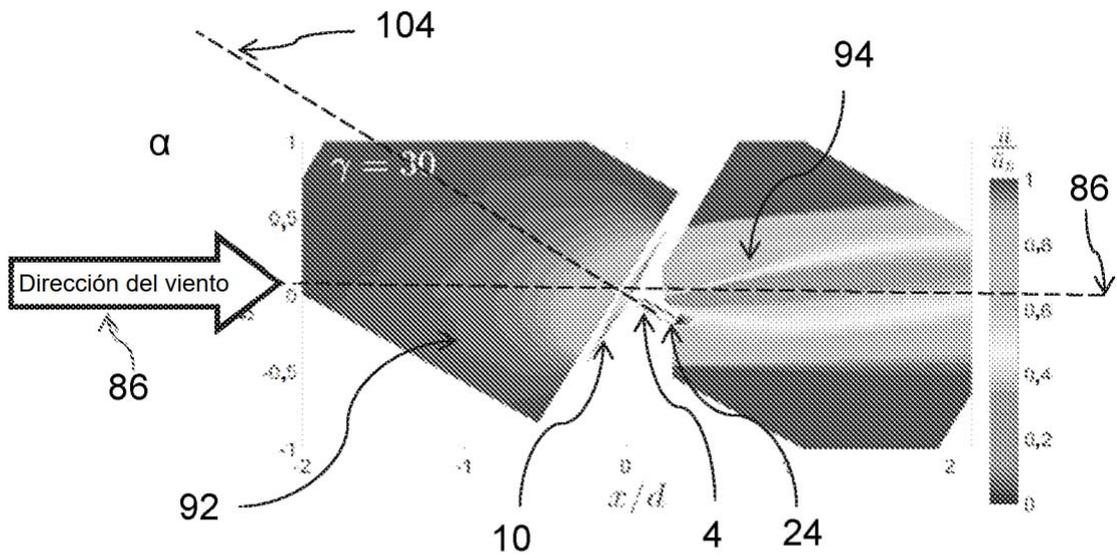


Fig. 16B

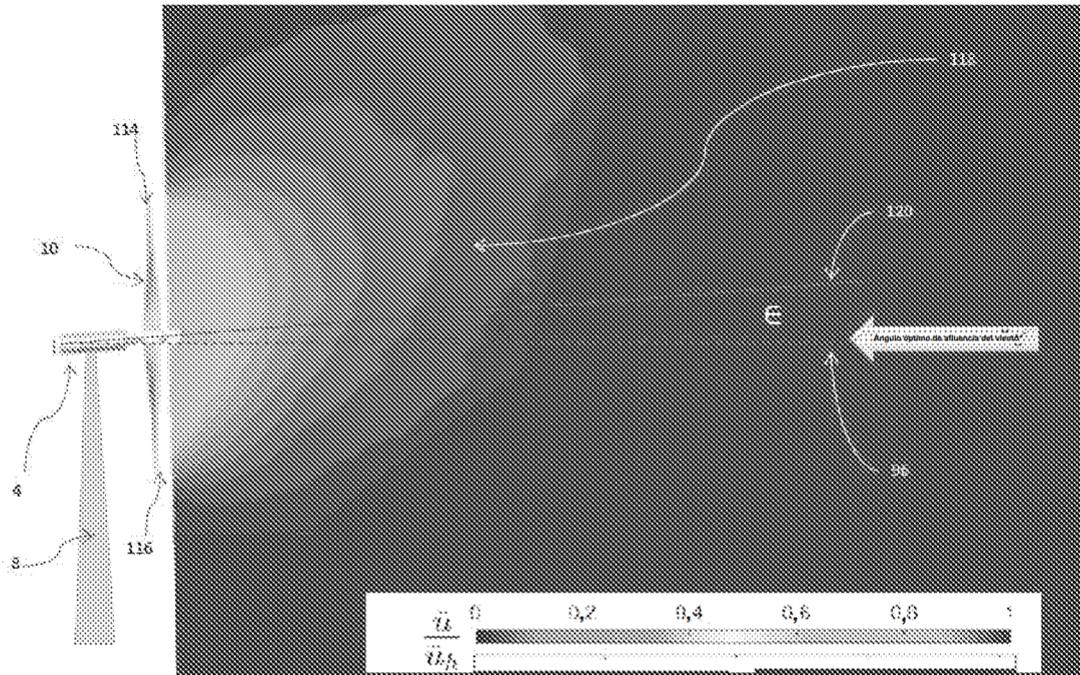


Fig. 17A

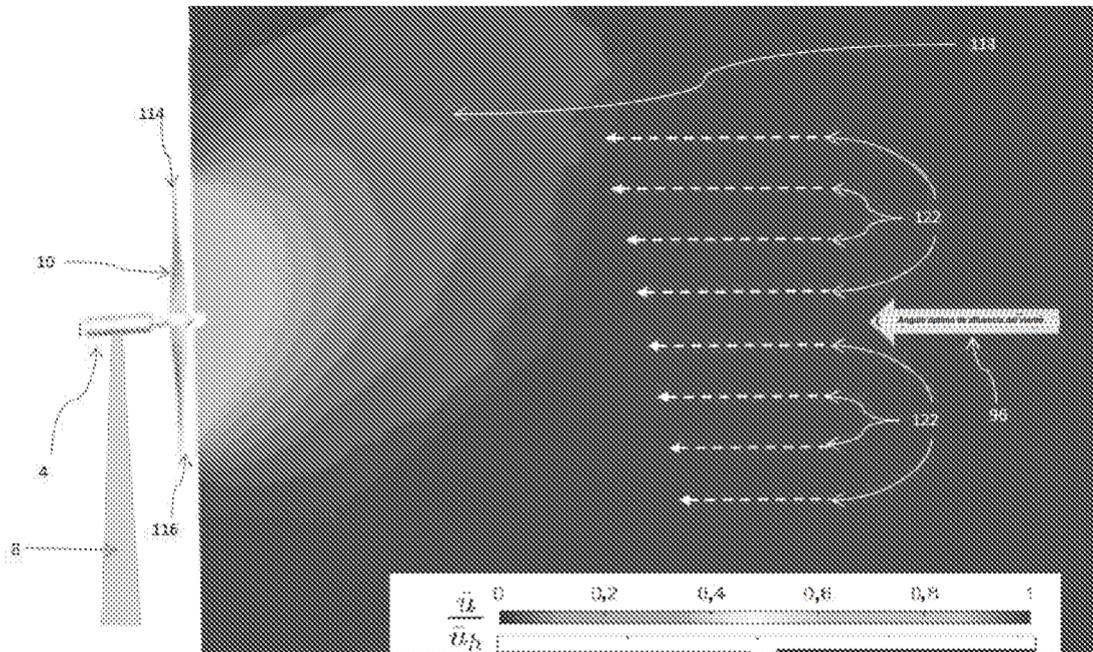


Fig. 17B

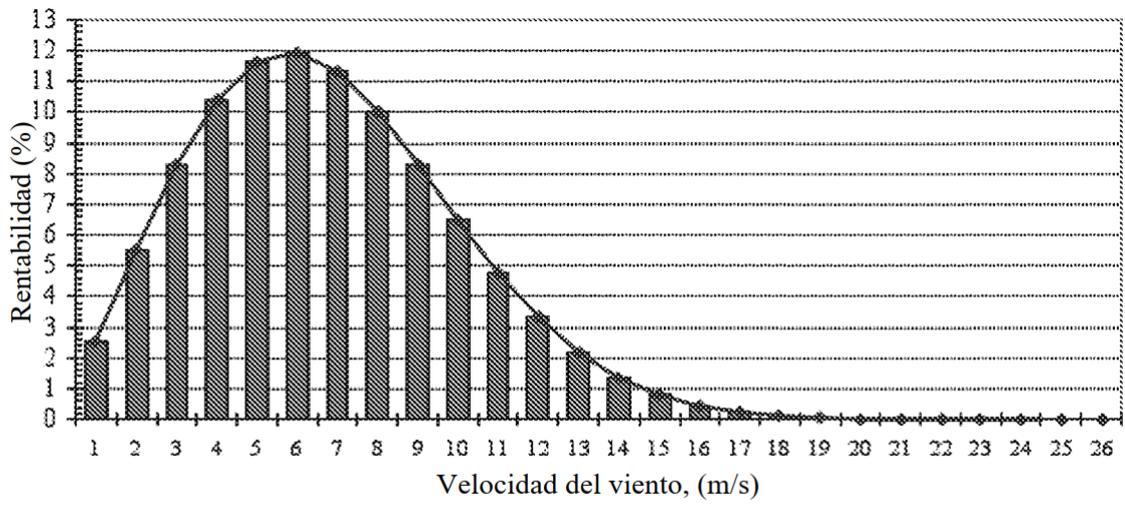


Fig. 18

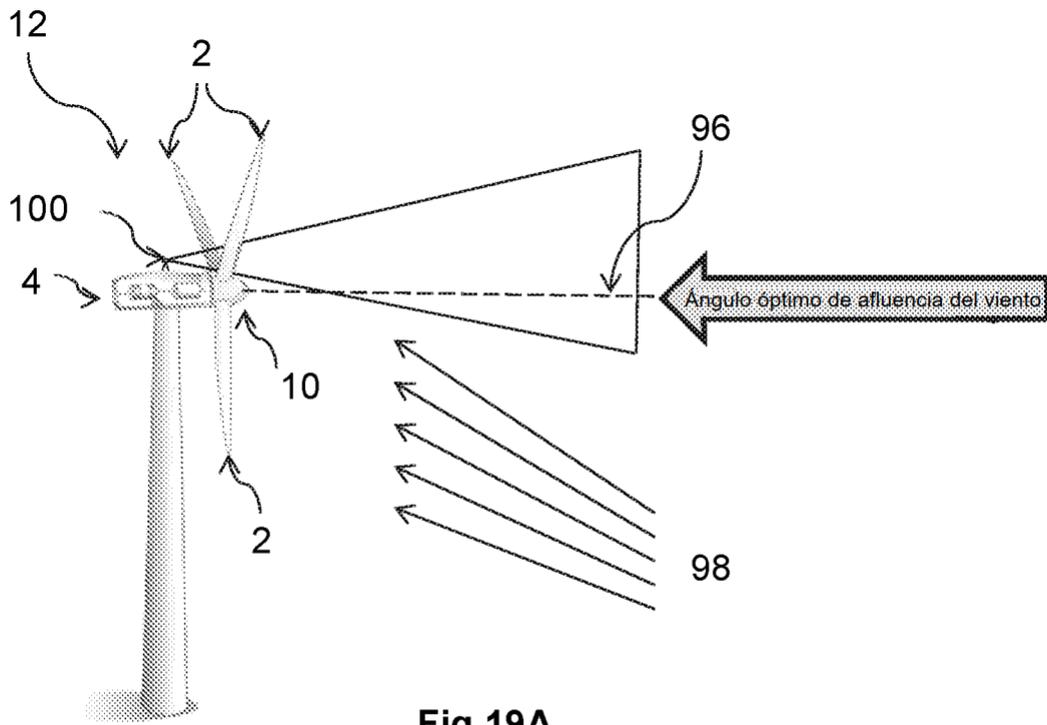


Fig.19A

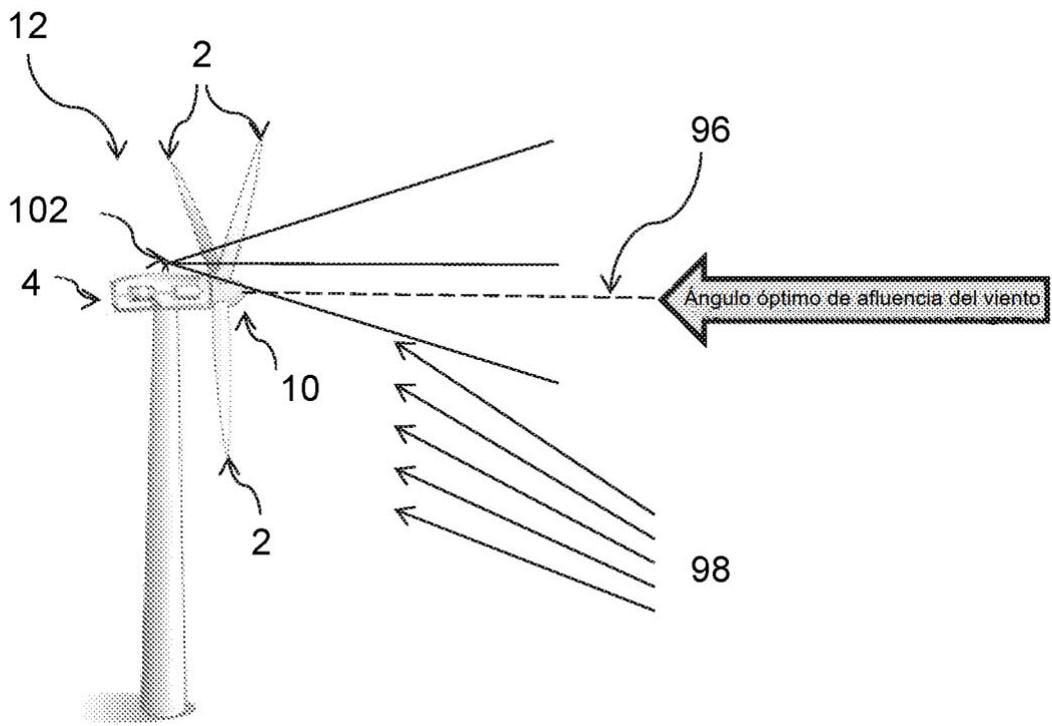


Fig.19B

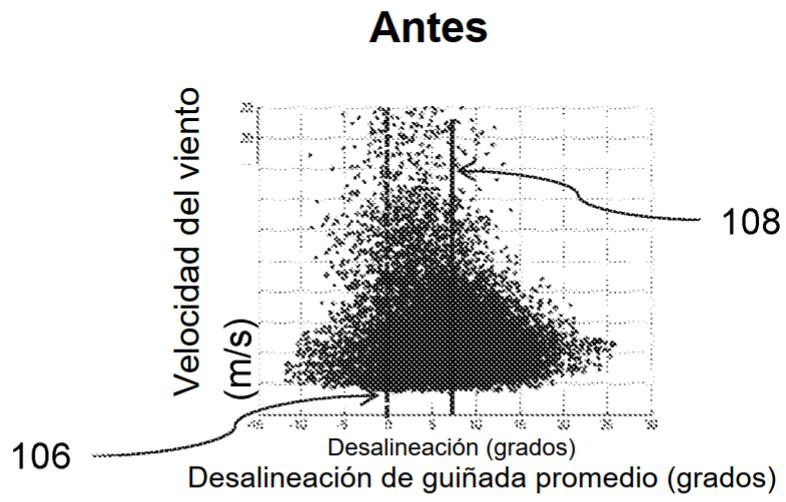


Fig. 20A

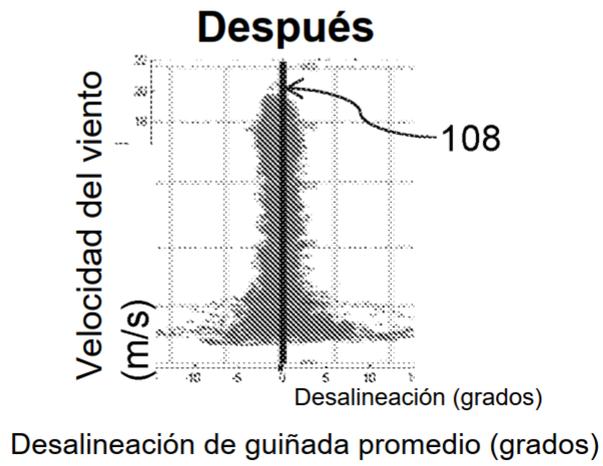


Fig. 20B

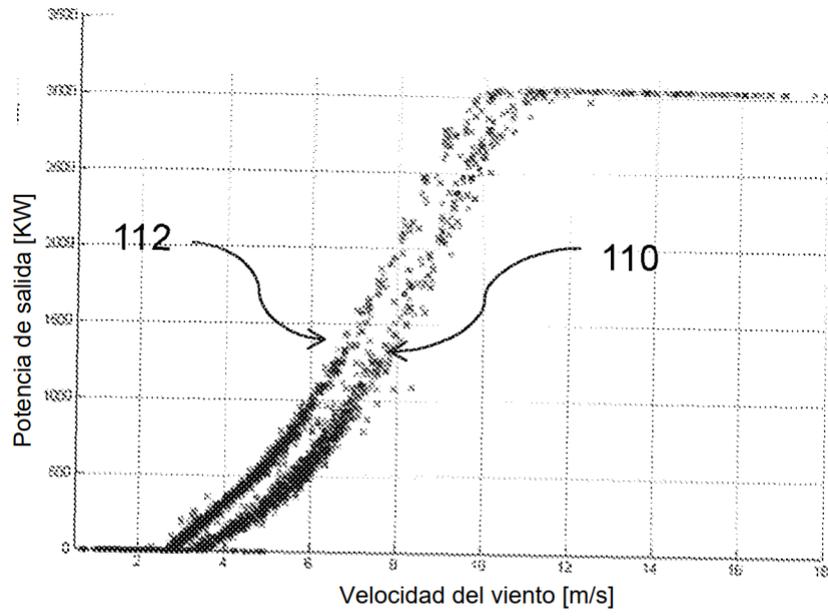


Fig. 21