

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **3 026 116**

51 Int. Cl.:

G01M 13/04 (2009.01)

G01M 11/08 (2006.01)

G01M 5/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **21.01.2022 PCT/EP2022/051335**

87 Fecha y número de publicación internacional: **28.07.2022 WO22157303**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **21.01.2022 E 22700991 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **02.04.2025 EP 4264221**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo para la detección y supervisión de cambios estructurales en componentes estructurales de instalaciones eólicas**

30 Prioridad:

21.01.2021 DE 102021200506

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

10.06.2025

73 Titular/es:

**EOLOTEC GMBH (50.00%)
Fürther Straße 176
90429 Nürnberg, DE y
TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG
GEORG-SIMON-OHM (50.00%)**

72 Inventor/es:

**ENGELBRECHT, RAINER;
LOSERT, WOLFGANG;
LUBER, MICHAEL;
PICK, MATHIAS;
VINOGRADOV, JURI y
ZIEMANN, OLAF**

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 3 026 116 T3

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

DESCRIPCIÓN

Procedimiento y dispositivo para la detección y supervisión de cambios estructurales en componentes estructurales de instalaciones eólicas

5 La invención se refiere a un procedimiento y un dispositivo para la detección y supervisión de cambios estructurales en componentes estructurales de instalaciones eólicas.

Antecedentes de la invención:

10 En la industria, en las últimas dos décadas se ha impuesto cada vez más la construcción ligera de componentes estructurales debido a la creciente presión de los costes y la competencia, así como a los modernos procedimientos de diseño (FEM). Sin embargo, las ventajas en cuanto a peso y costes también conllevan una mayor deformación de los componentes con el mismo esfuerzo y diseño. Estas deformaciones aumentadas suponen requisitos especialmente exigentes para los componentes sometidos a cambios de carga muy frecuentes. Por lo tanto, el riesgo de fatiga prematura aumenta considerablemente debido a defectos del material, desviaciones de carga, corrosión, cambios de temperatura, tolerancias u otros parámetros de aplicación. La construcción ligera está muy avanzada, especialmente en la industria eólica, por lo que en algunos casos es indispensable para construir instalaciones eólicas aún más grandes. La creciente flexibilidad de los componentes, en combinación con el elevado número de cambios de carga a los que se somete una instalación eólica a lo largo de varios años, por ejemplo, más de 25, conlleva un riesgo especialmente alto de daños por fisuras por fatiga.

Actualmente, el estado de la técnica está constituido principalmente por los métodos habituales de ensayo de materiales con ultrasonidos y corrientes de Foucault, que se utilizan en la energía eólica. Sin embargo, estos se limitan al uso manual y por parte de personal cualificado, y a menudo no pueden automatizarse ni utilizarse en todos los materiales y geometrías de componentes. Además, en los últimos años se han desarrollado numerosos enfoques para la supervisión de las palas de rotor, por ejemplo: La norma CN 207 571 112 U utiliza un material de capa fina que se lamina en, sobre y alrededor del componente estructural. Este material conductor de la electricidad se equipa con un emisor y un receptor y, si se produce una fisura en la zona del material conductor de capa fina, el circuito eléctrico se interrumpe o se ve afectado. Esta señal se utiliza para detectar y evaluar la fisura.

El documento EP 3 467 303 A1 sigue un enfoque similar, aunque en este caso se apuesta por la detección indirecta de las roturas en el anillo de soporte de la pala. Sobre una tuerca de un perno de pala se coloca una tapa especial que, a su vez, tiene una capa conductora o un conductor. Si se rompe el anillo de soporte, se producen cargas adicionales en las tuercas, de modo que estas se fatigan y se rompen al cabo de un tiempo. Tan pronto como se rompe una tuerca, se interrumpe también este circuito en la tapa circundante y se detecta la fisura. Este sistema presenta una gran complejidad, lo que puede tener efectos negativos en cuanto a la fiabilidad y la durabilidad.

El documento CN 110 554 090 A describe otro enfoque que se basa en la evaluación acústica para la detección de roturas en cojinetes de láminas. En este caso, se analizan las anomalías en los niveles de ruido para extraer conclusiones sobre los daños. Sin embargo, en la práctica esto resulta muy difícil, ya que hay numerosos factores que interfieren en estas mediciones y dificultan una evaluación fiable.

Otro enfoque es la supervisión y detección de fisuras en componentes estructurales mediante soluciones de cámara según el documento CN 110 111 328 A o CN 103 984 952 A, en las que se intenta detectar una fisura y evaluar su gravedad mediante el análisis de imágenes. Sin embargo, en este caso, las condiciones de iluminación, las perspectivas y la contaminación muy variables en las instalaciones eólicas suponen una limitación.

En el documento WO 2014/147301 A1, se describe un procedimiento para supervisar una parte de una instalación eólica en la que se fija un conductor de ondas luminosas al componente entre dos puntos, aplicando una tensión previa al conductor de ondas luminosas.

De acuerdo con el documento EP 1 857 672 A2, se describe un procedimiento para supervisar un componente de una instalación eólica, en el que se lamina un conductor de ondas luminosas en el componente, de modo que, si se produce una rotura en el componente, también se daña el conductor de ondas luminosas.

Objeto de la invención:

La invención tiene por objeto proporcionar un medio sencillo y económico para supervisar y detectar precozmente fisuras en materiales de componentes estructurales de instalaciones eólicas, con el fin de reducir el riesgo de daños por fisuras.

Para ello, se debe tener especialmente en cuenta la carga periódicamente variable de los componentes estructurales de las instalaciones eólicas. La supervisión y la detección de fisuras deben seguir siendo independientes de las influencias ambientales, estables a largo plazo y precisas.

Solución del objeto:

La tarea se resuelve mediante un procedimiento con las características de la reivindicación 1. Las formas de realización preferidas se incluyen en las reivindicaciones dependientes.

5 Para detectar y supervisar un cambio estructural en los componentes estructurales de las instalaciones eólicas, se utiliza, según la invención, un conductor de ondas luminosas que se guía a lo largo de una región que debe supervisarse en cuanto a cambios estructurales en la superficie del al menos un componente estructural. El conductor de ondas de luz se guía y se fija cerca de la superficie o incluso directamente sobre ella, de tal manera que un cambio estructural provoque un cambio de longitud, es decir, un alargamiento o un acortamiento del conductor de ondas de luz. Para la detección y la supervisión, se introduce además una señal de medición en el conductor de ondas de luz, que lo atraviesa. La señal de medición se introduce, por ejemplo, de forma continua o recurrente en momentos de medición definidos. La señal de medición se evalúa en cuanto a un cambio de longitud, es decir, en cuanto a un alargamiento/compresión del conductor de ondas luminosas. Si se detecta tal cambio, se interpreta como un indicio de un cambio estructural y se deduce la existencia de dicho cambio. Además de una indicación cualitativa de que se ha producido un cambio estructural, se prefiere obtener también una indicación cuantitativa sobre el grado de dicho cambio.

20 Durante la evaluación se compara, por ejemplo, la señal de medición con una señal de referencia. La señal de referencia representa un estado de comparación del al menos un componente estructural. Dicho estado de comparación es, por ejemplo, un estado inicial del al menos un componente estructural, especialmente después de un (primer) montaje en el momento de la puesta en servicio de la instalación eólica, por ejemplo, después de una nueva construcción o también después de una revisión. La señal de referencia se registra preferiblemente después del montaje del al menos un componente estructural y después de la fijación del conductor de ondas luminosas, y se almacena como referencia.

30 Cuando se habla de un cambio estructural en los componentes estructurales de una instalación eólica, se entiende tanto la supervisión con respecto a una rotura del material (en lo sucesivo, «rotura») dentro de un componente estructural, como la distancia entre dos componentes estructurales que están preferiblemente unidos entre sí y que, por regla general, están directamente contiguos. Esta distancia también se denomina separación.

35 Un dispositivo para la detección y supervisión de cambios estructurales cuenta con un conductor de ondas luminosas y una unidad de medición que incluye una unidad de alimentación para alimentar la señal de medición y una unidad de evaluación para evaluar la señal de medición después de pasar por el conductor de ondas luminosas. En estado montado, el conductor de ondas luminosas se guía a lo largo de la superficie del al menos un componente estructural que se va a supervisar y se fija allí de forma adecuada, de modo que un cambio estructural provoque un alargamiento del conductor de ondas luminosas. La unidad de evaluación está diseñada de tal manera que evalúa la señal de medición en cuanto a un cambio de longitud, es decir, un alargamiento (extensión) o un acortamiento (compresión) del conductor de ondas luminosas, y extrae conclusiones sobre un cambio estructural.

40 Cuando se supervisa un (único) componente estructural en busca de una fisura, el conductor de ondas luminosas se guía a lo largo de la superficie de dicho componente estructural. En principio, también existe la posibilidad de guiar el conductor de ondas luminosas a lo largo de varios componentes estructurales, en cuyo caso también se detectan y/o supervisan las fisuras individuales dentro de cada uno de los componentes estructurales.

45 En caso de supervisar dos componentes estructurales en relación con su distancia entre sí, el conductor de ondas luminosas se guía regularmente a través de un punto de separación formado entre los dos componentes estructurales.

50 Por lo tanto, el procedimiento es adecuado tanto para la detección y supervisión de fisuras dentro de un componente como para la detección y supervisión de puntos de separación entre componentes, en los que se supervisa la distancia entre los componentes con respecto a cambios y, por lo tanto, a una separación (aberturas).

55 Normalmente, los componentes están unidos entre sí mediante bridas y, por ejemplo, mediante tornillos o uniones soldadas. El conductor de ondas de luz se guía a través del punto de separación entre las dos bridas.

60 El punto de separación es, por ejemplo, la unión de dos segmentos de torre, la unión de dos componentes del rotor (compuesto por el eje del rotor, el cubo y las palas del rotor), por ejemplo, entre el eje del rotor y el cubo o entre el cubo y la pala del rotor.

65 La invención aprovecha el hecho de que la elongación del conductor de ondas luminosas provoca un cambio característico en la señal de medición, de modo que, mediante la evaluación de la señal de medición, se puede deducir una elongación y, en particular, la magnitud de dicha elongación. A partir de la elongación se deduce el cambio estructural. Es decir, la elongación se utiliza como criterio para el cambio estructural.

5 El conductor de ondas luminosas es, en general, un conductor de ondas luminosas extensible, que presenta cierta elasticidad en dirección longitudinal. Esta elasticidad es de especial importancia para las sollicitaciones alternas que se producen en las instalaciones eólicas debidas, por ejemplo, a los cambios periódicos de las condiciones de carga. Por lo tanto, la elasticidad permite detectar de forma fiable los cambios estructurales que se producen (periódicamente).

Gracias al uso de un conductor de ondas luminosas, todo el dispositivo de medición es muy robusto e insensible a las influencias ambientales externas, además de extremadamente duradero.

10 El conductor de ondas luminosas es un conductor de ondas luminosas polimérico (POF: Polymer Optical Fiber). Este presenta o está compuesto por una fibra óptica polimérica. Este tipo de fibras ópticas poliméricas son bien conocidas y se utilizan, por ejemplo, en el procesamiento de datos. Estas fibras ópticas especiales son especialmente adecuadas para convertir cambios en forma de variación de la longitud de la fibra en un valor medible y cuantificable. En comparación con otras fibras ópticas, las POF pueden estirarse mucho más antes de romperse.

15 El conductor de ondas luminosas se coloca sobre al menos un componente estructural y se une a este de forma solidaria y, si es necesario, también mediante unión por fuerza o por forma. Si, por ejemplo, el componente estructural sufre una carga alterna y se produce una rotura, este conductor de ondas luminosas se deformará con el componente estructural y se estirará en consecuencia.

20 Como señal de medición, se alimenta al conductor de ondas luminosas preferiblemente al menos un impulso luminoso, una secuencia de impulsos luminosos y/o una señal luminosa modulada. En particular, se alimenta una señal luminosa modulada con frecuencias arbitrarias en relación con la potencia óptica, la longitud de onda o la polarización.

25 Preferiblemente, se determina el tiempo de propagación de la señal de medición a través del conductor de ondas luminosas de la manera conocida. Para ello se realiza, por ejemplo, una medición de fase entre la señal luminosa modulada enviada y la recibida (señal de medición modulada), es decir, en particular entre la modulación enviada y la recibida. Alternativamente, también se puede registrar directamente el tiempo de propagación de un impulso luminoso (corto). Un impulso de luz corto tiene, por ejemplo, una duración de pulso en el rango de unos pocos micro- o nanosegundos. La señal de medición se genera, en particular, mediante un láser.

35 La señal luminosa modulada es, por ejemplo, una señal luminosa permanente, en particular luz láser, que se modula durante un periodo de tiempo determinado de una medición (tiempo de medición), en particular de forma sinusoidal. Por lo tanto, se produce una modulación de amplitud de la potencia luminosa. La duración suele ser de al menos varios segundos, en particular de varios 10 segundos hasta minutos. Por ejemplo, el tiempo de medición está entre 1 y 5 minutos y, por ejemplo, es de 2 minutos. Sin embargo, este tiempo de medición no está limitado de forma obligatoria.

40 El tiempo de recorrido se determina, por ejemplo, a partir de la fase de oscilación de la modulación enviada y recibida. El tiempo de recorrido es proporcional a la diferencia de fase entre la señal enviada y la recibida.

45 Debido a la diferente duración de la señal de medición en el conductor de ondas luminosas como consecuencia del cambio de longitud del conductor de ondas luminosas, se registra y evalúa el cambio de longitud mediante un sistema optoelectrónico adecuado y se extraen conclusiones sobre la presencia de una rotura o una separación.

50 De forma alternativa o complementaria, para medir y detectar una rotura o una separación, en la configuración preferida se evalúa al menos un parámetro de la señal de medición. Este parámetro es, por ejemplo, uno o varios de los siguientes: potencia luminosa (total), distribución de la luz en la sección transversal de la fibra (sección transversal del conductor de ondas luminosas), distribución de los ángulos de salida de la luz del conductor de ondas luminosas, amplitud y fase de una modulación de la onda luminosa a una o varias frecuencias de modulación, propiedad de polarización de la luz que sale de la fibra. Cada parámetro se registra, mide y evalúa de forma adecuada. Es preferible registrar y evaluar varios de estos parámetros en combinación.

55 Para aumentar la precisión de la medición, es preferible colocar el conductor de ondas luminosas varias veces sobre la región que se va a supervisar del al menos un componente estructural. En caso de rotura, el conductor de ondas luminosas discurre varias veces por la rotura, de modo que se estira varias veces y se prolonga en consecuencia el tiempo de propagación de la señal de medición. Esto permite determinar la rotura con mayor detalle.

60 Si el conductor de ondas luminosas se utiliza para supervisar una separación, se coloca preferiblemente varias veces sobre el punto de separación entre los dos componentes estructurales.

65 En ambos casos, en una realización preferida se prevé que el conductor de ondas luminosas se disponga en forma de onda o de meandro. Es decir, el conductor de ondas luminosas discurre varias veces curvado a lo largo de la región que se va a supervisar.

5 En particular, el conductor de ondas luminosas se guía en forma de onda a lo largo del perímetro de una unión, en particular una unión con brida entre dos componentes estructurales. Es preferible que el conductor de ondas luminosas se guíe repetidamente a través del punto de separación entre los dos componentes estructurales y discorra, por ejemplo, en forma ondulada a través del punto de separación y, preferiblemente, a lo largo de todo el perímetro.

10 En la configuración preferida se supervisan áreas de gran superficie. Esto supone una ventaja especial del procedimiento descrito con el conductor de ondas luminosas, ya que este puede tenderse sobre superficies potencialmente críticas sin que sea necesario conocer con exactitud el lugar en el que se puede producir una fisura. A diferencia de esto, en las bandas extensométricas, por ejemplo, a menudo es necesario conocer el lugar exacto en el que se puede producir una fisura.

15 Por zona extensa se entiende, en particular, una zona con una superficie superior a 0,2 m², preferiblemente superior a 0,5 m² o incluso más. En particular, la longitud de medición efectiva del conductor de ondas luminosas utilizado es >0,5 m, en particular >1 m hasta varios metros (por ejemplo, 1 m - 10 m o varios 10 m). La longitud de medición efectiva es la longitud del conductor de ondas luminosas que está firmemente unida al componente y, por lo tanto, es adecuada para detectar fisuras/hendiduras.

20 En la configuración preferida, se prevé que el conductor de ondas luminosas se guíe alrededor del perímetro del al menos un componente estructural. De este modo, se supervisa todo el perímetro del componente estructural en busca de fisuras. De acuerdo con una primera variante, el conductor de ondas luminosas se coloca radialmente en el exterior, es decir, a lo largo de una superficie periférica exterior.

25 De acuerdo con una variante alternativa, el conductor de ondas luminosas se guía a lo largo de un lado frontal del componente estructural que se va a supervisar, en particular radialmente en el exterior, de modo que el conductor de ondas luminosas se guía a lo largo y, por lo tanto, alrededor de la periferia. El componente estructural presenta, por ejemplo, una superficie frontal anular a lo largo de la cual se guía el conductor de ondas luminosas. Se trata, por ejemplo, de un componente estructural anular u ondulado, en particular un anillo de cojinete.

30 El al menos un componente estructural que se va a supervisar es preferiblemente uno o varios de los componentes anillo de cojinete del rotor, anillo de cojinete de la pala, segmento de torre, cubo del rotor, pala del rotor, soporte de la máquina o cimentación.

35 Una instalación eólica presenta generalmente una torre que está anclada al suelo mediante una cimentación en el suelo. La torre se compone normalmente de varios segmentos de torre, que suelen tener forma tubular y están dispuestos una encima del otro. En el extremo superior de la torre se encuentra la denominada góndola, en cuyo interior se encuentra un cojinete principal para alojar un rotor y, normalmente, un generador para producir energía eléctrica. Además, dependiendo de la variante de ejecución, se puede prever un engranaje. El cojinete principal y/o el generador suelen estar dispuestos en un soporte de máquina. Se trata, por lo tanto, de un bastidor de soporte especial para estos componentes.

45 El rotor suele tener un cubo al que se fijan las palas individuales. Las palas del rotor suelen estar montadas en el cubo del rotor de forma que puedan girar en un ángulo determinado. Para ello se dispone un cojinete de pala con el anillo de cojinete de pala mencionado. El rotor puede girar en su conjunto gracias a un cojinete principal que cuenta con el anillo de cojinete del rotor.

50 En la configuración preferida, se determina la posición de la fisura en relación con la longitud del conductor de ondas luminosas. Esto permite localizar con precisión la posición de la fisura, lo que resulta especialmente ventajoso en caso de evaluaciones en superficies muy grandes e inaccesibles, como segmentos de torres, soportes de máquinas o cubos y palas del rotor.

55 Para la medición con resolución espacial se prevé, por ejemplo, una segmentación de la región que se va a supervisar y, por lo tanto, del área de medición. En esta segmentación se prevé especialmente que se utilicen diferentes fibras ópticas o secciones de fibras ópticas para diferentes áreas (segmentos).

60 De forma alternativa o complementaria, se evalúa al menos un parámetro de la señal de medición para localizar la posición de la rotura. Este parámetro es, por ejemplo, uno o varios de los siguientes: potencia luminosa (total), distribución de la luz en la sección transversal de la fibra, distribución de los ángulos de salida de la luz del conductor de ondas luminosas, amplitud y fase de una modulación de la onda luminosa en una o varias frecuencias de modulación, propiedad de polarización de la luz que sale de la fibra. Cada parámetro se registra, mide y evalúa de forma adecuada. Es preferible registrar y evaluar varios de estos parámetros en combinación.

65 En una configuración preferida, se aprovecha, por ejemplo, que un cambio de longitud local, como una elongación del conductor de ondas luminosas, modifica la distribución espacial de la luz dentro del conductor de ondas luminosas y que este cambio, debido a las propiedades de dispersión del conductor de ondas luminosas, provoca un cambio diferente de uno de los parámetros mencionados anteriormente en función de la posición de la elongación

con respecto a la longitud total de la fibra en el lado de salida de la luz. Este cambio se registra y se evalúa con respecto a la localización deseada de la fisura.

5 En una configuración preferida, la señal de medición y, por lo tanto, la luz se registran en transmisión y/o en reflexión. En una medición de transmisión, la señal de medición se introduce en un extremo del conductor de ondas luminosas y se registra en el otro extremo con la unidad de evaluación. En una reflexión, la alimentación y la evaluación de la señal de medición se realizan en el mismo lado. En una combinación de medición de transmisión y reflexión, se dispone una unidad de registro/unidad de evaluación en ambos extremos del conductor de ondas luminosas. Estas unidades son generalmente componentes optoelectrónicos en los que el impulso luminoso se convierte en una señal eléctrica.

15 En una configuración preferida para la detección de la luz en reflexión, especialmente para la localización deseada, se aprovecha el hecho de que una elongación local del conductor de onda de luz provoca una atenuación localmente mayor de la transmisión de la luz o un cambio en uno o varios de los parámetros mencionados anteriormente. Esto se da especialmente en los conductores de onda de luz poliméricos (POF), que son una versión preferida. Mediante procedimientos conocidos, como la reflectometría óptica en el dominio del tiempo (OTDR) o la reflectometría óptica en el dominio de la frecuencia (OFDR), se puede determinar la posición en la que uno o varios de los parámetros mencionados anteriormente de la onda luminosa han sido modificados por una dilatación.

20 En las instalaciones eólicas, muchos componentes están sometidos a una carga periódica, provocada específicamente por la rotación del rotor. Esto hace que, en caso de rotura o separación, la anchura de la rotura o la distancia entre los dos componentes estructurales varíe periódicamente. En consecuencia, el conductor de ondas luminosas también está sometido a una carga periódica, por lo que se estira (comprime) periódicamente.

25 Para evaluar este tipo de cargas periódicas y cíclicas, se prefiere registrar y evaluar al menos uno y, preferiblemente, varios de los parámetros seleccionados entre la amplitud, el periodo y la fase de una onda fundamental. La onda fundamental suele corresponder a un periodo (de rotación) de la señal de medición (modulada). De forma alternativa o complementaria, se registra y evalúa una o varias ondas armónicas con respecto a la onda fundamental. Estas ondas armónicas describen típicamente una curva de medición que se desvía de una forma sinusoidal.

35 En una forma de realización preferida, estos parámetros se obtienen mediante un análisis armónico de la señal de medición, como, por ejemplo, pero no exclusivamente, un análisis de Fourier. Estos parámetros permiten sacar conclusiones sobre un cambio en una fisura o una hendidura a lo largo del tiempo. En una forma de realización preferida, a partir de estos parámetros y su evolución temporal se reconocen patrones típicos que permiten detectar una fisura y/o una hendidura, así como su cambio a lo largo del tiempo. En otra forma de realización preferida, estos patrones se reconocen mediante métodos de aprendizaje automático basados en una gran cantidad de datos de entrenamiento.

40 Además de estas cargas periódicas y cíclicas, también existen cargas no cíclicas, es decir, estáticas o cuasiestáticas. Mientras que las cargas cíclicas se producen típicamente en los componentes estructurales giratorios o en los cojinetes de estos componentes estructurales giratorios, las cargas no cíclicas se producen especialmente en componentes estructurales fijos, como torres, soportes de máquinas, etc. Sin embargo, en principio, las cargas no cíclicas también pueden aparecer en los componentes giratorios y provocar cambios estructurales o, a la inversa, las cargas cíclicas también pueden provocar daños en los componentes estructurales fijos. Las cargas no cíclicas son, por ejemplo, las fuerzas gravitatorias de componentes fijos como engranajes, generadores o soportes de máquinas.

50 Para evaluar específicamente estas cargas no cíclicas, se prevé una evaluación electrónica con métodos conocidos de procesamiento de señales o, en particular, con ayuda de un sistema de reconocimiento de patrones. Ejemplos conocidos de ello son los métodos de correlación con funciones de patrón determinadas empíricamente.

55 En la formación continua preferida, se recurre a métodos conocidos de aprendizaje automático para evaluar y, por lo tanto, supervisar los cambios estructurales. Por lo tanto, se trata preferiblemente de un sistema de autoaprendizaje en el que se utiliza inteligencia artificial para la evaluación.

60 El dispositivo cuenta, en general, con el conductor de ondas luminosas, la unidad de alimentación y al menos una unidad de evaluación. La unidad de alimentación suele tener una unidad para generar la señal de medición, en concreto el impulso luminoso, así como un elemento de acoplamiento para acoplar la señal de medición en el conductor de ondas luminosas. Para generar la señal de medición se utiliza especialmente un emisor de ondas luminosas, por ejemplo, un LED o un diodo láser. En el lado de la unidad de evaluación se prevé una unidad receptora correspondiente, en concreto un receptor de ondas luminosas para la señal de medición, así como un elemento de acoplamiento para la recepción y el desacoplamiento de la señal de medición del conductor de ondas luminosas. Los elementos de acoplamiento están diseñados, por ejemplo, como elementos de acoplamiento desmontables, de modo que, en caso necesario, la unidad de alimentación y/o la unidad de evaluación puedan separarse del conductor de ondas luminosas. Además, la unidad de evaluación cuenta con un componente

optoelectrónico para convertir la señal óptica en una señal de medición eléctrica. De forma complementaria, en la unidad de evaluación se integra un sistema electrónico de evaluación que evalúa la señal de medición.

5 A continuación se explica con más detalle un ejemplo de aplicación de la invención mediante las figuras. Estas muestran, en representaciones muy simplificadas:

FIG. 1 una representación parcial de una instalación eólica,
 FIG. 2 una representación en sección parcial en la zona de un cojinete de pala,
 FIG. 3 una sección muy esquematizada de un componente estructural con una fisura y un conductor de ondas
 10 luminosas montado sobre ella,
 FIG. 4 una curva de medición en la que se representa una señal en función del tiempo,
 FIG. 5 vista frontal de un componente estructural en forma de tubo o anillo con un conductor de ondas luminosas acoplado.

15 La estructura típica de una instalación eólica 2 se muestra en la FIG. 1. La instalación eólica 2 suele tener una torre 4 en cuyo extremo superior se encuentra una góndola 6 montada de forma giratoria. La góndola 6 define al mismo tiempo una carcasa de la máquina en la que se encuentran algunos componentes esenciales. Entre ellos se encuentran, en particular, un cojinete principal 8, así como un generador que no se muestra aquí con más detalle y, dependiendo del tipo de instalación, también un engranaje que tampoco se muestra aquí con más detalle. En el
 20 ejemplo de realización, el cojinete principal 8 sirve para alojar un eje de rotor 10, que está conectado a un cubo de rotor 12 de un rotor mediante una brida anular. Dentro de la góndola 6 hay un soporte de máquina 14 al que están fijados, entre otros, el cojinete principal 8, el engranaje y el generador.

25 Como se puede ver especialmente en la representación parcial de la FIG. 2, en el cubo del rotor 12 hay varias palas del rotor 16 distribuidas alrededor de la circunferencia, que giran alrededor de un eje de rotación 20 mediante un cojinete de pala 18. En la FIG. 2, se ha dibujado un eje de rotación 22 alrededor del cual gira todo el rotor y, por lo tanto, el cubo del rotor 12 y el eje del rotor 10 durante el funcionamiento. El cojinete de las palas 18 tiene un anillo de cojinete interior y otro exterior 24.

30 La FIG. 3 muestra un detalle de un componente estructural 26 de la instalación eólica 2, que presenta una fisura 28, por ejemplo, debido a la fatiga del material. En concreto, el componente estructural 26 es un cojinete de pala 18, en particular un lado periférico de uno de los anillos de cojinete de pala 24.

35 En una superficie del componente estructural 26, en una zona que debe supervisarse 28, en la que existe el riesgo de que se forme una fisura 30 o en la que ya existe una fisura 30, se fija un conductor de ondas luminosas 32. Este está conectado a una unidad de medición 34 que, junto con el conductor de ondas luminosas 32, forma un dispositivo (de medición) para detectar y supervisar un cambio estructural en los componentes estructurales 26 de instalaciones eólicas. Dentro de la unidad de medición 34 hay una unidad de alimentación 36 para generar y
 40 alimentar una señal de medición en forma de señal luminosa. Además, dentro de la unidad de medición 34 hay una unidad de evaluación 38 para registrar y evaluar la señal de medición después de que esta haya atravesado el conductor de ondas luminosas 32. En el ejemplo de realización se ilustra, a modo de ejemplo, una medición de transmisión.

45 El conductor de ondas luminosas 32 está fijado de forma permanente, es decir, durante varios años y preferiblemente durante toda la vida útil del componente estructural 26, al componente estructural 26 que se va a supervisar. La unidad de medición 34 también está conectada de forma permanente al conductor de ondas luminosas 32. Como alternativa, solo se conecta al conductor de ondas luminosas 32 en ciclos de medición recurrentes para comprobar el componente estructural 26 en diferentes momentos de medición recurrentes.

50 En general, las mediciones recurrentes se realizan, por ejemplo, a intervalos de uno o varios meses. Además, también se puede prever una supervisión permanente, en la que, por ejemplo, se realiza una medición varias veces al día.

55 Como se puede ver claramente, el conductor de ondas luminosas 32 está dispuesto en forma de meandro dentro de la región 28 que se va a supervisar, de modo que presenta varios bucles o curvas.

60 Durante la rotación del rotor se producen cargas cíclicas alternas, en particular debido al peso de la pala del rotor 16, especialmente en una posición a las 3 o a las 9 en punto. Debido a esta sollicitación alterna, pueden aparecer fisuras 30. Si el componente estructural 26 ya presenta una fisura 30, esta también está sometida a una sollicitación alterna cíclica, lo que se traduce en una variación cíclica de la fisura 30. En particular, esta fisura 30 se ensancha y se cierra cíclicamente en función de la carga alterna. La variación de la fisura 30, es decir, por ejemplo, la variación de la anchura de la fisura 30, se encuentra, por ejemplo, en el rango de unos 10 µm a unos 500 µm y es, por ejemplo, de 100 µm. Por lo tanto, la carga alterna abre/amplía la fisura 30 en esta medida. En principio, el método aquí descrito también se puede utilizar para detectar movimientos de fisuras más grandes.

65

Debido a la fijación del conductor de ondas luminosas 32 a la superficie, este experimenta una variación de longitud correspondiente, que es registrada y evaluada por la unidad de evaluación 38. En caso de una carga cíclica, que se da a menudo en las instalaciones de energía eólica 2, se obtiene, por ejemplo, la curva de medición 40 representada en la FIG. 4.

5 En la FIG. 4 se representa la evolución temporal de una señal basada en la señal de medición óptica recibida por la unidad de evaluación 38. La señal representa preferentemente el tiempo de propagación u otro de los parámetros ya presentados de la luz alimentada como señal de medición, es decir, preferentemente el tiempo de propagación necesario entre la unidad de alimentación 36 y la unidad de evaluación 38. A partir de este tiempo de propagación o
10 de otro de los parámetros mencionados, se puede deducir un cambio de longitud x del conductor de ondas luminosas 32 con ayuda de un factor de calibración determinado teóricamente o experimentalmente. En la FIG. 4, este cambio de longitud x se representa en función del tiempo t .

15 Se puede observar que la curva de medición 40 y, con ella, el cambio de longitud x varían cíclicamente a lo largo del tiempo t . A través de la electrónica conectada en la unidad de evaluación 38 se determinan y evalúan diferentes parámetros de esta curva de medición 40. Así, por ejemplo, se determinan y evalúan la amplitud a de la variación de longitud x , el período T o la frecuencia de la carga, la fase Φ de las variaciones y/o los posibles armónicos O , que describen una desviación de una oscilación sinusoidal armónica. A partir de estos parámetros, se determina
20 mediante un procesamiento electrónico la amplitud a de la carga y/o la apertura cíclica de la fisura 30 y, con ello, su potencial de daño.

Una señal de medición cíclica, es decir, periódica, se produce en todos los lugares en los que también se producen cargas periódicas. Estas son causadas, en particular, por la rotación de la rueda de viento.

25 Las cargas no cíclicas también se detectan y supervisan preferentemente mediante un análisis electrónico de la señal de medición con métodos de procesamiento de señales y reconocimiento de patrones. Los métodos de análisis de aprendizaje automático son especialmente ventajosos tanto para las cargas cíclicas como para las no cíclicas.

30 En la práctica, las cargas no cíclicas suelen superponerse a las cargas cíclicas adyacentes. Esta superposición puede ser generada, por ejemplo, por vibraciones del rotor, temperatura u otras cargas/deformaciones periódicas de los componentes giratorios. Del mismo modo, las cargas del viento deben considerarse cargas parcialmente no cíclicas. Mediante el reconocimiento de patrones y el procesamiento de señales correspondiente, así como teniendo en cuenta parámetros adicionales (viento, velocidad de rotación, temperatura), ahora es posible separar las cargas
35 cíclicas (conocidas por la medición realizada al inicio) y las no cíclicas, lo que garantiza una evaluación del estado incluso de los componentes sometidos a cargas no cíclicas. Para identificar y evaluar las cargas no cíclicas, en la configuración preferida se extraen las partes cíclicas de la señal de medición (total) registrada (curva de medición 40) y se restan específicamente, de modo que queda una curva de medición resultante como indicador de las cargas no cíclicas, que luego se evalúa.

40 Si se coloca el conductor de ondas luminosas 32 varias veces sobre la fisura 30, como se muestra en la FIG. 3, la amplitud a de la curva de medición 40 formada periódicamente bajo una carga cíclica aumentará proporcionalmente.

45 La configuración según la invención es especialmente ventajosa para la supervisión de áreas más grandes y/o la localización de un área dañada, como se puede ver especialmente en la FIG. 5:

La FIG. 5 muestra una vista frontal de un componente estructural anular 26, que está formado en particular por un cojinete de láminas 18. Este presenta, como es habitual, un anillo de soporte de láminas interior y un anillo de soporte de láminas exterior 24. Entre estos se encuentran los cuerpos rodantes que se pueden ver en la Figura. A lo largo del anillo de soporte de láminas exterior 24 se ha tendido ahora el conductor de ondas luminosas 32 en todo su
50 perímetro y se ha conectado a la unidad de medición 34. El conductor de ondas luminosas 32 está tendido, por ejemplo, a lo largo de la superficie exterior y, por lo tanto, a lo largo del lado periférico exterior del anillo de apoyo de la hoja 24. Como alternativa, tal y como se muestra en la FIG. 5, está tendido a lo largo del lado frontal del anillo de apoyo de la hoja 24.

55 La circunferencia y, por lo tanto, la longitud efectiva del conductor de ondas luminosas 32 se encuentra típicamente en el rango de varios metros, por ejemplo, en el rango entre 3 y 25 m y, a menudo, superior a 8 m. Por longitud efectiva del conductor de ondas luminosas 32 se entiende la longitud del conductor de ondas luminosas 32 que es medible, es decir, que está tendido dentro de la región 28 que se va a supervisar, en la que está unido de forma fija al menos a un componente estructural 26. En la variante según la FIG. 5, esto corresponde a la circunferencia. En
60 una instalación eólica de 3 MW 2, la circunferencia y la longitud efectiva del conductor de ondas luminosas 32 se encuentran, por ejemplo, en el rango entre 8 m y 10 m. De este modo se obtiene una zona de supervisión muy grande del componente estructural 26.

65 La FIG. 5 muestra, por ejemplo, la instalación en un componente del elemento estructural del soporte de palas 18. Dado que este cojinete de palas 18 puede estar formado por más de un anillo de cojinete 24, todos los anillos de cojinete (componente estructural) pueden supervisarse individualmente con fibras ópticas separadas.

Además, la unidad de evaluación 38 puede estar diseñada de tal manera que, a partir de los datos de medición obtenidos, pueda delimitar en particular la posición de la fisura 30. En el ejemplo de realización, la unidad de evaluación 38 determina también en qué rango angular se ha producido una fisura 30.

5 La invención no se limita al ejemplo de realización descrito anteriormente. Más bien, otras variantes de la invención también pueden derivarse de la misma por el experto sin apartarse del objeto de la invención. En particular, todas las características individuales descritas en relación con el ejemplo de realización también pueden combinarse entre sí de otras maneras sin salir del ámbito de la invención. La invención se define en las reivindicaciones.

10 Lista de signos de referencia

- 2 Instalación eólica
- 4 Torre
- 15 6 Góndola
- 8 Cojinete principal
- 10 Eje del rotor
- 12 Cubo del rotor
- 14 Soporte de la máquina
- 20 16 Pala del rotor
- 18 Cojinete de la pala
- 20 Eje de rotación (pala)
- 22 Eje de rotación (rotor)
- 24 Anillo del cojinete de la pala
- 25 26 Componente estructural
- 28 Región que se va a supervisar
- 30 Figura
- 32 Conductor de ondas luminosa
- 34 Unidad de medición
- 30 36 Unidad de alimentación
- 38 Unidad de evaluación
- 40 Curva de medición
- a Amplitud
- T Período
- 35 t Tiempo
- x Longitud
- Φ Fase
- O Armónico

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para detectar y supervisar un cambio estructural en al menos un componente estructural (26) de una instalación de energía eólica (2), concretamente para supervisar un componente estructural (26) en busca de una fisura en el material o para supervisar una distancia entre dos componentes estructurales, en donde al menos un conductor de ondas luminosas (32) está situado en la zona de la superficie del al menos un componente estructural y discurre a lo largo de una región por supervisar del componente estructural (26), de tal manera que un cambio estructural provoca un cambio de longitud del conductor de ondas luminosas (32), discurrendo además una señal de medición a través del conductor de ondas luminosas (32), que se evalúa en relación con el cambio de longitud, es decir, en relación con un alargamiento/compresión del conductor de ondas luminosas (32), y a partir de la cual se saca una conclusión sobre el cambio estructural, en donde, en el caso del conductor de ondas luminosas (32), se trata de un conductor de ondas luminosas de polímero extensible que presenta elasticidad y que está unido al componente estructural (26) mediante unión material, en donde la elasticidad permite detectar cambios estructurales periódicos y el conductor de ondas luminosas está sometido a una carga periódica, de modo que se alarga/comprime periódicamente.
2. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación anterior, en donde se introduce en el conductor de ondas luminosas (32) como señal de medición al menos un impulso luminoso y/o una señal luminosa modulada y se evalúa uno o varios de los siguientes parámetros:
- tiempo de propagación de la luz,
 - potencia luminosa,
 - distribución de la luz en la sección transversal del conductor de ondas luminosas (32),
 - distribución de los ángulos de salida de la luz del conductor de ondas luminosas (32),
 - amplitud (a) y fase (Φ) de una modulación de la señal de medición a una o varias frecuencias de modulación, o
 - propiedades de polarización de la luz que sale del conductor de ondas luminosas (32).
3. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde el conductor de ondas luminosas (32) se guía varias veces sobre la región por supervisar del al menos un componente estructural, de tal manera que el conductor de ondas luminosas (32) sufre una dilatación múltiple cuando se produce un cambio estructural.
4. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde se supervisa un punto de separación entre dos componentes estructurales guiando el conductor de ondas luminosas (32) varias veces sobre el punto de separación.
5. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde el conductor de ondas luminosas (32) se guía en forma de onda o de meandro sobre la región que se va a supervisar.
6. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde el conductor de ondas luminosas (32) supervisa una zona amplia del componente estructural (26).
7. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde el conductor de ondas luminosas (32) se coloca alrededor del perímetro del componente estructural (26) que se va a supervisar.
8. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde el conductor de ondas luminosas (32) se guía alrededor del perímetro de una unión, en particular una unión con brida, entre dos componentes estructurales, para supervisar la distancia entre los dos componentes estructurales.
9. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde el al menos un componente estructural se selecciona de un anillo de cojinete de rotor, un anillo de cojinete de pala (24), un segmento de torre, un cubo de rotor (12), una pala de rotor (12) y un soporte de máquina (14).
10. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde se determina la posición de la fisura del material.
11. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde se determina la posición de una o varias fisuras del material mediante la medición y evaluación de uno o varios de los siguientes parámetros, a saber
- la potencia luminosa,
 - la distribución de la luz en la sección transversal del conductor de ondas luminosas (32),
 - la distribución de los ángulos de salida de la luz del conductor de ondas luminosas (32),
 - amplitud (a) y fase (Φ) de una modulación de la señal de medición a una o varias frecuencias de modulación, o
 - propiedades de polarización de la luz que sale del conductor de ondas luminosas (32).
12. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde, en caso de cargas periódicas, se registran y evalúan uno o varios y, preferiblemente, todos los parámetros de la señal de medición de la unidad de evaluación (38), como la amplitud (a), el período (T), la fase (Φ) o los armónicos (O).

13. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde una carga, en particular una carga no cíclica, se realiza mediante una evaluación electrónica de la señal de medición con métodos de procesamiento de señales o reconocimiento de patrones, o ambos.

5

14. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones anteriores, en donde la medición y la evaluación se realizan tanto simultánea como alternativamente en reflexión o en transmisión.

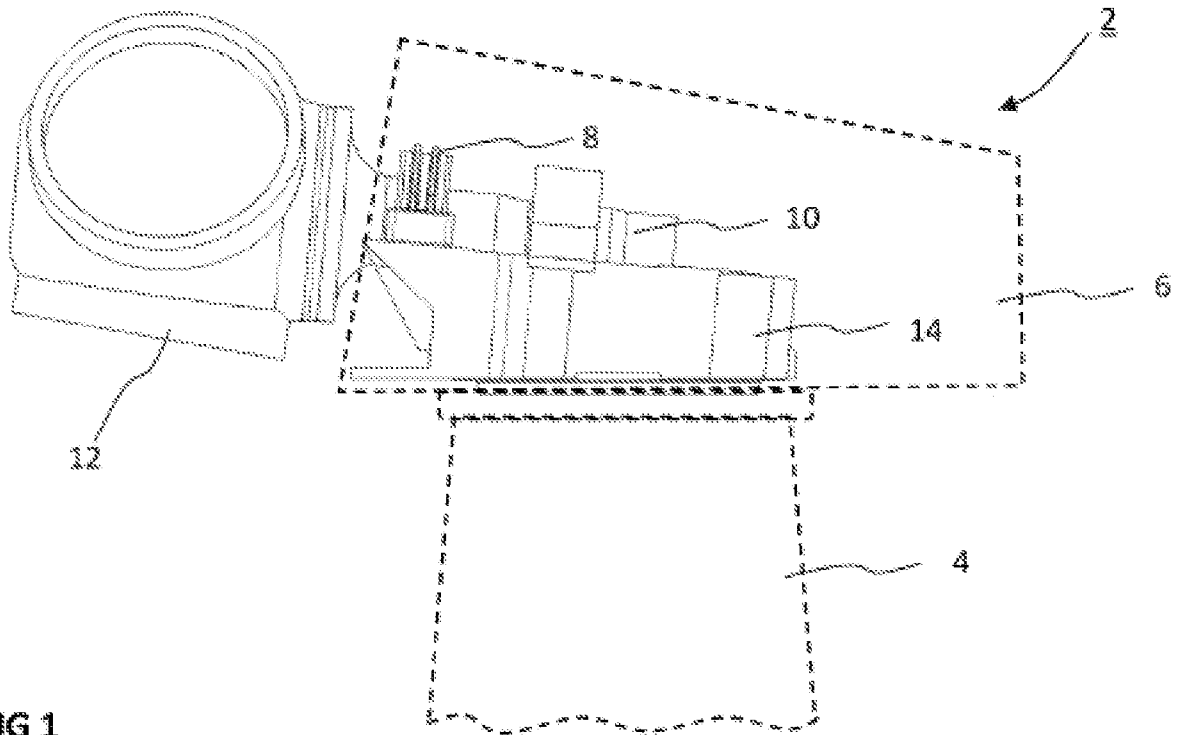


FIG 1

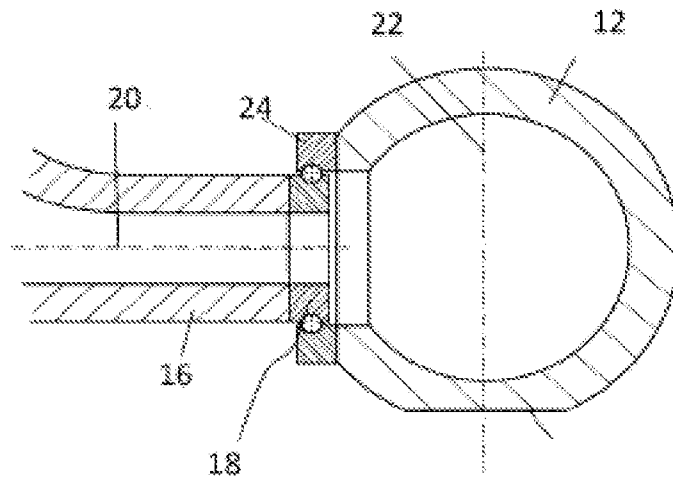


FIG 2

