

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 969 725**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02**

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **25.11.2020 PCT/DK2020/050333**

87 Fecha y número de publicación internacional: **03.06.2021 WO21104597**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.11.2020 E 20817217 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.01.2024 EP 4065836**

54 Título: **Método para evitar vibraciones en el sentido del borde durante periodos no operativos de una turbina eólica**

30 Prioridad:

**26.11.2019 DK PA201970731**

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

**22.05.2024**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)  
Hedeager 42  
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**ROWLINSON, BENJAMIN;  
BADGER, PAUL y  
VRONSKY, TOMAS**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

ES 2 969 725 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 para evitar vibraciones en el sentido del borde durante períodos no operativos de una turbina eólica

5 **Campo técnico**

La presente invención se refiere en general a turbinas eólicas, y más específicamente a un método para evitar vibraciones en el sentido del borde de palas de turbina eólica durante períodos no operativos de una turbina eólica.

10 **Antecedentes**

Una turbina eólica de eje horizontal (HAWT) comprende normalmente un rotor soportado por una góndola dispuesta en la parte superior de una torre. El rotor generalmente comprende una pluralidad de palas de rotor que se extienden desde un buje central, que está configurado para rotar alrededor de un eje de rotor sustancialmente horizontal. La mayoría de las turbinas eólicas de eje horizontal a escala de servicios públicos modernas comprenden tanto un sistema de guiñada como un sistema de paso para controlar el funcionamiento de la turbina eólica. En funcionamiento normal, el sistema de guiñada gira la góndola alrededor de un eje sustancialmente vertical para garantizar que el rotor se orienta consistentemente hacia el viento que se aproxima, es decir, el plano de rotor se mantiene perpendicular al viento. El sistema de paso está configurado para girar las palas alrededor de sus ejes de paso longitudinales para que el ángulo de ataque de las palas se pueda ajustar para una producción de energía óptima.

25 Durante la puesta en marcha de un parque eólico o durante ciertas operaciones de mantenimiento o servicio, puede ser necesario suspender el sistema de guiñada de manera que el rotor de la turbina eólica se mantenga en una posición de guiñada fija, a menudo orientada hacia la dirección del viento predominante. También puede ser necesario bloquear el rotor para prevenir que el rotor gire alrededor del eje de rotor. Alternativa o adicionalmente, las palas pueden regularse en paso fuera con respecto al viento, en una orientación denominada "en bandera", de modo que no generan una sustentación significativa. Esto se conoce como condición de parada. En una condición de parada u otro estado no operativo, la turbina eólica no está generando energía.

30 Durante los períodos no operativos, tal como se describió anteriormente, las palas de rotor son susceptibles a vibraciones en el sentido del borde cuando los ángulos de flujo entrante locales pueden ser mayores que durante el funcionamiento. Las vibraciones pueden desarrollarse debido a condiciones aerodinámicas amortiguadas negativamente o debido al desprendimiento de vórtices, que tiene el potencial de causar daños significativos a las palas. Este problema es bien conocido, y se han propuesto diversos métodos para prevenir o amortiguar tales vibraciones. Por ejemplo, la solicitud de PCT anterior del solicitante WO 2011/067304 A1 describe la provisión de redes (denominadas "rejillas") sobre los extremos de las palas de turbina eólica en reposo. Las redes proporcionan una superficie no aerodinámica que interrumpe el flujo de aire sobre la pala y aumenta la cantidad de amortiguación positiva en el sistema para mitigar las condiciones que causan vibraciones en el sentido del borde.

40 Las redes descritas en el documento WO 2011/067304 A1 son muy efectivas para prevenir vibraciones en el sentido del borde durante las condiciones de parada, y, por lo tanto, se proporcionan por defecto durante la mayoría de las operaciones de instalación y servicio que implican las palas. Sin embargo, el uso de redes introduce sus propias desventajas. En particular, el proceso de aplicar las redes a las palas, y luego retirar posteriormente las redes lleva relativamente mucho tiempo y, por lo tanto, aumenta el coste y la complejidad de las operaciones de instalación y mantenimiento. Las redes también tienden a quedar atrapadas en estrías proporcionadas en los bordes de salida de muchas palas de turbina eólica modernas, lo que puede causar daños a las redes y a las estrías.

50 Otra solución para reducir las vibraciones en el sentido del borde durante un período no operativo se da a conocer en el documento US 2010/301604 A1.

En este contexto, la presente invención tiene como objetivo proporcionar una forma alternativa de evitar vibraciones en el sentido del borde durante los períodos no operativos de una turbina eólica.

55 **Sumario de la invención**

Según la presente invención, se proporciona un método para evitar vibraciones en el sentido del borde durante un período no operativo de una turbina eólica. El método comprende definir un período no operativo para una turbina eólica dispuesta en un sitio específico, determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo y definir una pluralidad de orientaciones de guiñada potenciales para la turbina eólica. El método comprende además determinar la probabilidad relativa de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo para cada orientación de guiñada potencial basándose en las condiciones de viento esperadas durante el período no operativo, y determinar una o más orientaciones de guiñada preferidas, que son las orientaciones de guiñada en las que la probabilidad de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde es más baja, y disponer la turbina eólica en una de las orientaciones de guiñada preferidas durante el período no operativo.

En la presente divulgación, el término “no operativo” se refiere a cuando la turbina eólica no está generando energía eléctrica. El generador de la turbina eólica puede desconectarse de la red o red de distribución de electricidad. Tal condición no operativa puede ocurrir durante la puesta en marcha de una turbina eólica o durante ciertas operaciones de mantenimiento o servicio de la turbina eólica, por ejemplo. Cuando no están operativas, las palas pueden regularse en paso fuera con respecto al viento, en una orientación en bandera, de modo que no generan una sustentación significativa y en lo que se conoce como condición de parada.

El método puede comprender además determinar una o más zonas de error de guiñada crítico para la turbina eólica. Las zonas de error de guiñada crítico pueden representar las direcciones del viento incidente en relación con una dirección de guiñada en la que es más probable que se produzcan vibraciones en el sentido del borde. El método puede comprender además determinar la probabilidad relativa de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo para cada orientación de guiñada potencial basándose en la una o más zonas de error de guiñada crítico para la turbina eólica junto con las condiciones de viento esperadas durante el período no operativo.

El método puede comprender además determinar una pluralidad de velocidades del viento potenciales, y determinar una o más zonas de error de guiñada crítico para la turbina eólica para cada velocidad del viento. Preferiblemente, la etapa de determinar una pluralidad de velocidades del viento potenciales comprende determinar una pluralidad de intervalos de velocidades del viento potenciales o conjuntos de velocidades del viento.

Determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo puede comprender utilizar estadísticas de viento a largo plazo para el sitio específico. Adicional o alternativamente, se pueden utilizar condiciones de viento pronosticadas para el sitio para determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo. Adicional o alternativamente, simulaciones meteorológicas para el sitio, por ejemplo, modelos de mesoescala, puede utilizarse para determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo.

Además, determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo puede comprender definir una pluralidad de direcciones del viento potenciales, y determinar la probabilidad relativa de que la dirección del viento esté en cada una de las direcciones del viento potenciales durante el período no operativo. Preferiblemente, la etapa de determinar las condiciones de viento esperadas en un sitio específico comprende determinar una pluralidad de sectores de dirección del viento potenciales.

El método puede comprender además determinar una pluralidad de velocidades del viento potenciales, y determinar la probabilidad relativa de que la velocidad del viento sea cada una de las velocidades del viento potenciales en cada una de las direcciones del viento potenciales durante el período no operativo. Preferiblemente, el método comprende determinar una pluralidad de intervalos de velocidades del viento potencial o conjuntos de velocidades del viento, determinar una pluralidad de sectores de dirección del viento potenciales, y determinar la probabilidad relativa de que la velocidad del viento se encuentre dentro de un intervalo de velocidades del viento dado, y determinar la probabilidad relativa de que la dirección del viento se encuentre dentro de un sector dado.

El método puede comprender además determinar si la probabilidad de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo, cuando la turbina está en una orientación de guiñada preferida, está por encima o por debajo de un umbral de riesgo predefinido.

El método puede comprender además proporcionar uno o más dispositivos para prevenir vibraciones en el sentido del borde sobre la turbina eólica en el caso de que se supere el umbral de riesgo predefinido en dicha orientación de guiñada preferida. Los dispositivos para prevenir vibraciones en el sentido del borde pueden comprender dispositivos tales como redes.

El método puede comprender además tomar una decisión de no proporcionar uno o más dispositivos para prevenir vibraciones en el sentido del borde sobre la turbina eólica en el caso de que el umbral de riesgo predefinido no se supere en dicha orientación de guiñada preferida.

### Breve descripción de los dibujos

Realizaciones de la presente invención se describirán ahora solo a modo de ejemplo no limitante, con referencia a las figuras adjuntas, en las que:

la figura 1a muestra zonas de error de guiñada crítico para una turbina eólica particular en una orientación de guiñada al norte;

la figura 1b muestra zonas de error de guiñada crítico para la misma turbina eólica en una orientación de guiñada al este;

la figura 1c muestra zonas de error de guiñada crítico para la misma turbina eólica en una orientación de guiñada al oeste;

la figura 2 es una rosa de los vientos para un sitio en el que se encuentra la turbina eólica;

5 la figura 3 muestra la probabilidad de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde para cada posible orientación de guiñada de turbina; y

la figura 4 muestra una orientación de guiñada de turbina preferida durante un período no operativo.

**Descripción detallada**

10 Durante el período de puesta en marcha de un parque eólico, es estándar que las turbinas eólicas del parque estén no operativas y permanezcan en una condición de parada hasta que el parque eólico esté conectado a la red y listo para producir energía. Las turbinas eólicas a menudo se regulan en guiñada de manera que los rotores estén orientados hacia la dirección del viento predominante para el sitio, y los sistemas de guiñada se bloquean en esta posición. Se proporcionan redes sobre los extremos de las palas de turbina eólica como se describe en el documento WO 2011/067304 A1 para prevenir vibraciones en el sentido del borde que pueden provocar daños de las palas. Estas redes introducen un número de desventajas, como ya se describió a modo de antecedentes. La presente invención presenta un enfoque completamente diferente para evitar vibraciones en el sentido del borde que pueden evitar la necesidad de usar redes u otros dispositivos de este tipo en las superficies de las palas en muchos casos.

20 Como se describirá con más detalle a continuación, la presente invención utiliza un enfoque estadístico para determinar la probabilidad de que se produzcan fuertes vibraciones en el sentido del borde durante un período no operativo particular de una turbina eólica. Si se considera que el riesgo de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde potencialmente dañinas está por debajo de un cierto nivel, entonces se puede decidir que no es necesario cubrir las palas con redes u otros dispositivos de prevención de vibraciones.

30 La presente invención se ha desarrollado basándose en la comprensión de que es menos probable que se produzcan vibraciones en el sentido del borde cuando una turbina eólica está en ciertas configuraciones de guiñada. Al mapear zonas de error de guiñada crítico que es más probable que experimenten vibraciones en el sentido del borde, y combinar estos datos con datos estadísticos relacionados con las condiciones del viento de un sitio particular, la presente invención permite determinar la orientación de guiñada de riesgo más bajo. Al orientar la turbina en la orientación de guiñada de riesgo más bajo durante el período de no funcionamiento, a diferencia de orientar la turbina en la dirección del viento predominante o dejar que permanezca en la dirección en la que estaba orientada durante la instalación, puede ser posible reducir significativamente el riesgo de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde de manera que no haya necesidad de emplear redes para cubrir las palas de la turbina eólica.

Ahora se describirá un ejemplo no limitante de la presente invención con referencia a las figuras adjuntas.

40 La figura 1a muestra una turbina eólica 10, que está representada esquemáticamente por una góndola 12 y un rotor 14 que comprende una pluralidad de palas 16 de rotor. La turbina eólica 10 se muestra en una orientación norte, es decir, el plano de rotor 18 está orientado hacia el norte. La figura 1a muestra adicionalmente zonas de error de guiñada crítico para la turbina eólica 10 en esta configuración. Se apreciará que se dice que una turbina eólica tiene un error de guiñada, si el plano de rotor 18 no es perpendicular con respecto al viento. Las zonas de error de guiñada crítico representan de manera eficaz las direcciones del viento incidente que presentan el mayor riesgo de causar vibraciones en el sentido del borde para la turbina eólica particular 10 cuando la turbina eólica 10 está en un estado no operativo, por ejemplo, en parada.

50 Las zonas de error de guiñada en la figura 1a se agrupan en intervalos de velocidades del viento. En este ejemplo, para velocidades del viento superiores a 20 m/s, existe una primera zona de error de guiñada crítico 20 entre aproximadamente de -22° a -40°, y existe una segunda zona de error de guiñada crítico 22 entre aproximadamente de 152° y 167°. Para velocidades del viento entre 10 m/s y 20 m/s, existe una primera zona de error de guiñada crítico 24 entre aproximadamente de -25° a -37°, y existe una segunda zona de error de guiñada crítico 26 entre aproximadamente de 157° y 167°. En este ejemplo, no existen zonas de error de guiñada crítico para las velocidades del viento en un intervalo de 0 m/s a m/s, por lo tanto, no hay segmentos de puntos en la figura 1a.

55 Debe apreciarse que las zonas de error de guiñada son relativas a la orientación de turbina particular, y no la dirección absoluta de la "brújula". Por consiguiente, las zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26 rota con la orientación de turbina, como se muestra en las figuras 1b y 1c, que muestran las orientaciones este y sudoeste de la turbina eólica, respectivamente.

60 Por ejemplo, donde una turbina 10 se orienta en una dirección norte en un estado no operativo, como se muestra en la figura 1a, el viento supera los 20 m/s que es incidente sobre la turbina a entre de -22° y -40° con respecto a la dirección de guiñada, es decir, generalmente desde una dirección nornoroeste (NNW), caería en la primera zona de error de guiñada crítico 20, y tendría un mayor riesgo de desarrollar vibraciones en el sentido del borde en las palas. De manera similar, cuando la turbina 10 está orientada en una dirección este como se muestra en la figura 1b, viento supera los 20 m/s incidente sobre la turbina a entre -22° y -40° con respecto a la dirección de guiñada, es decir,

generalmente desde una dirección este-nordeste (ENE), caería nuevamente en la primera zona de error de guiñada crítico 20, y aumentaría el riesgo de vibraciones en el sentido del borde.

5 Los errores de guiñada que se predice que tienen un mayor riesgo de vibraciones en el sentido del borde dependen de la turbina 10 específica, configuración de rotor y velocidad del viento. Cada turbina eólica 10 tiene diferentes configuraciones de error de guiñada (y acimut de pala) que presentan un riesgo de vibraciones de parada. Las zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26, también pueden verse afectadas por las condiciones ambientales en el sitio de turbina eólica, incluyendo la intensidad de turbulencia media, densidad de aire, y cizalladura del viento, etc.

10 El mapeo de estas zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26 usando una metodología sistemática y consistente es la primera etapa para comprender el riesgo. Pueden usarse datos empíricos para generar las zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26 mostradas en la figura 1a. Sin embargo, se usan preferiblemente simulaciones por ordenador para generar las zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26, por ejemplo, usando uno de los muchos paquetes de software de simulación aeroelástica comúnmente usados en la industria eólica. La persona experta está familiarizada con la generación de tales modelos. Se puede desarrollar ventajosamente una base de datos de errores de guiñada crítica. La base de datos puede contener zonas de error de guiñada crítico (tales como las representadas en las figuras 1a-1c) para diversas plataformas de turbina que funcionan en diversas configuraciones y en diversas condiciones ambientales.

20 La siguiente etapa en el procedimiento es determinar las características del viento específicas de sitio, es decir, condiciones del viento características del sitio específico en el que se encuentra la turbina eólica 10. Durante períodos relativamente cortos de no funcionamiento, por ejemplo, durante el mantenimiento o la inspección rutinarios de las palas 16, puede ser posible simplemente usar datos de pronóstico meteorológico para el sitio. Sin embargo, durante períodos más largos de no funcionamiento, tal como durante la puesta en marcha de un nuevo parque eólico, es preferible utilizar datos históricos a largo plazo del sitio. Estos datos pueden estar disponibles comercialmente o a menudo son obtenidos por el instalador del parque eólico utilizando equipos de medición meteorológica instalados en el sitio durante un período de tiempo. Ahora se describirá un ejemplo de esto con referencia a la figura 2.

30 La figura 2 muestra una rosa de los vientos 28 para el sitio en el que está instalada la turbina eólica 10. La rosa de los vientos 28 muestra cómo la velocidad y la dirección del viento se distribuyen normalmente en el sitio. Usando un sistema de cuadrícula de coordenadas polares, la frecuencia de los vientos durante un período de tiempo se representa gráficamente por la dirección del viento. Los datos de viento pueden agruparse en sectores de dirección del viento de manera que un intervalo de direcciones del viento se encuentre dentro de un sector de dirección del viento. La rosa de los vientos 28 puede construirse durante cualquier período de tiempo, y se puede elegir ventajosamente un período de tiempo correspondiente al período de no funcionamiento. Además, pueden construirse convenientemente rosas de los vientos mensualmente para un sitio dado. Por lo tanto, si, por ejemplo, se debe poner en marcha un parque eólico durante el mes de agosto, se puede usar una rosa de los vientos 28 construida en base a las condiciones del viento históricas durante el mes de agosto para el sitio.

40 En la figura 2, las bandas negras, grises y blancas se usan para indicar los intervalos de velocidades del viento de >20 m/s, de 10 m/s a 20 m/s y de 0 m/s a 10 m/s respectivamente. Las direcciones del viento se representan gráficamente alrededor de la circunferencia 30 de la rosa de los vientos 28, y la distancia radial  $r$  de cada banda indica la probabilidad relativa ( $P(ws)$ ) de una velocidad del viento en una determinada dirección del viento. Las bandas para las velocidades del viento en cada dirección del viento forman juntas un radio en dicha dirección. Las direcciones de los radios más largos 32, 34 muestran las direcciones del viento con la mayor frecuencia. En este ejemplo, los radios más largos son sudeste (SE) 32 y noroeste (NW) 34, lo que indica que los vientos desde estas direcciones son los más frecuentes. El radio 36 tiene la mayor extensión radial  $r$ , lo que indica que un viento noroeste (NW) que tiene una velocidad en el intervalo de 0-10 m/s es el más frecuente.

50 Una vez que se han determinado las características del viento específicas del sitio, esta información se puede combinar con las zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26 descritas en relación con las figuras 1a-c, para determinar la probabilidad de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde en el sitio específico durante el período de no funcionamiento, para cualquier orientación de guiñada dada. Ahora se describirá un ejemplo de esto con referencia a la figura 3.

55 La figura 3 es un mapa de probabilidad 38 que muestra la probabilidad de vibraciones en el sentido del borde por la orientación de guiñada de turbina. Para una orientación de guiñada dada, la probabilidad de que el viento esté en una de las zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26 puede calcularse combinando la rosa de los vientos 28 específica de sitio con las zonas de error de guiñada crítico 20, 22, 24, 26 para esa orientación. El mapa de probabilidad 38 se construye realizando este cálculo para los 360° completos de posibles orientaciones de guiñada. El mapa de probabilidad 38 indica las orientaciones con un riesgo relativamente menor y las orientaciones con un riesgo relativamente mayor de vibraciones en el sentido del borde.

65 En la figura 3, las direcciones de guiñada se representan gráficamente alrededor de la circunferencia 40 del mapa de probabilidad 38, y la distancia radial  $D$  indica la probabilidad relativa de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo en la orientación de guiñada asociada. Los datos se agrupan según las

velocidades del viento. El área sombreada en cuadrícula 42 indica la probabilidad ( $P(EV_{>20})$ ) de que se produzcan condiciones de riesgo de vibración en el sentido del borde más altas durante el período no operativo, en cada posible orientación de guiñada, para velocidades del viento superiores a 20 m/s. El área sombreada en diagonal 44 indica la probabilidad equivalente ( $P(EV_{>10-20})$ ) para velocidades del viento en el intervalo de 10 m/s a 20 m/s, y el área de puntos indica la probabilidad equivalente ( $P(EV_{0-10})$ ) para velocidades del viento en el intervalo de 0 m/s a 10 m/s. En este ejemplo, dado que no hay zonas críticas en el intervalo de 0 m/s a 10 m/s (véase la figura 1a), la probabilidad para ese intervalo de velocidades del viento es cero (área no puntuada en el mapa). La línea de contorno más exterior 46 indica la probabilidad total acumulada ( $P(EV_{TOTAL})$ ).

Basándose en el conocimiento estructural de la turbina específica, se puede definir un umbral de riesgo 48 (véase la figura 4) por debajo del cual se puede considerar un riesgo suficientemente bajo para dejar la turbina 10 en esa orientación durante el período no operativo sin la necesidad de usar redes u otros medios para prevenir vibraciones en el sentido del borde. Las orientaciones de guiñada asociadas con una probabilidad de vibraciones en el sentido del borde por debajo del umbral pueden definirse como de bajo riesgo, y las orientaciones con una probabilidad por encima del umbral pueden definirse como de riesgo más alto.

La figura 4 ilustra un umbral de riesgo 48 (línea discontinua), junto con orientaciones de guiñada de riesgo más abajo 50 (área de puntos) y orientaciones de guiñada de riesgo más alto 52 (área sombreada cruzada). En este ejemplo, las orientaciones de guiñada de riesgo más alto 52 están entre aproximadamente  $-78^\circ$  y  $+33^\circ$  en relación con una orientación de guiñada con respecto al norte ( $0^\circ$ ) y entre aproximadamente  $+111^\circ$  y  $-138^\circ$  con respecto al norte. Las orientaciones de guiñada de riesgo más bajo 50 están entre aproximadamente  $-78^\circ$  y  $-138^\circ$  con respecto al norte y entre aproximadamente  $+33^\circ$  y  $+111^\circ$  con respecto al norte en este ejemplo. La orientación de guiñada que presenta el riesgo más bajo de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período de no funcionamiento es aproximadamente WSW, es decir,  $-111^\circ$  con respecto a la orientación de guiñada con respecto al norte ( $0^\circ$ ). Por lo tanto, esto se conoce como la orientación de turbina preferida 54, y la turbina 10 se muestra en esta orientación preferida en la figura 4.

Por consiguiente, basándose en los datos estadísticos descritos anteriormente, se puede calcular una orientación de guiñada preferida 54 que da lugar al riesgo más bajo de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo. La turbina eólica puede entonces regularse en guiñada manualmente para orientar la turbina eólica 10 en la orientación preferida 54 al comienzo del período no operativo. El sistema de guiñada puede bloquearse de modo que la turbina eólica 10 permanezca en la orientación de guiñada preferida 54 durante la duración del período no operativo. Dado que el riesgo de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde en esta posición de guiñada 54 se considera suficientemente bajo, no es necesario usar redes para cubrir las palas 16. En algunos casos, el riesgo de vibraciones en el sentido del borde en la orientación de guiñada preferida 54 aún puede ser mayor que el umbral de riesgo 48, es decir, la orientación de guiñada preferida 54 todavía puede considerarse como de alto riesgo. En tales casos, se puede tomar una decisión de usar redes u otros dispositivos montados en superficie.

Se puede usar convenientemente un sistema de semáforo para cada orientación de guiñada, por lo que las orientaciones de guiñada de bajo riesgo 50 pueden clasificarse como "verde" y las orientaciones de guiñada de alto riesgo 52 pueden clasificarse como "rojo". Las orientaciones de guiñada que tienen una probabilidad de vibraciones en el sentido del borde cercanas al umbral de riesgo 48 podrían clasificarse como "ámbar". Este sistema proporcionaría una indicación muy clara del nivel de riesgo para cualquier orientación de guiñada dada, y permitiría a un operario en el sitio determinar instantáneamente si es necesario desplegar o no redes u otros dispositivos de modificación de superficie durante un período no operativo.

Un posible método para preparar una turbina 10 durante un período de no uso, por ejemplo, durante la puesta en marcha del parque eólico o el mantenimiento de la turbina 10, puede implicar orientar la turbina 10 de modo que esté orientada hacia la dirección del viento predominante y cubrir las palas 16 con redes por defecto. Ya se ha comentado anteriormente en relación con la rosa de los vientos 28 de la figura 2 que la dirección del viento predominante para el sitio en este ejemplo es sudeste (SE) o noroeste (NW). Por lo tanto, un método de este tipo implicaría regular en guiñada la turbina 10 a NW o SE y desplegar redes sobre las palas 16. Por el contrario, utilizando la presente invención, se puede determinar que si la turbina eólica 10 está orientada de manera diferente, en este caso en una dirección WSW, entonces el riesgo de vibraciones en el sentido del borde se puede reducir significativamente, de modo que ya no se requieren redes. Utilizando la presente invención, puede ser posible evitar la necesidad de usar redes en una proporción significativa de casos. Por consiguiente, la duración de los períodos no operativos se puede acortar ya que no hay necesidad de desplegar y luego retirar redes. Además, se evita el riesgo de dañar las palas 16 si no se usan redes.

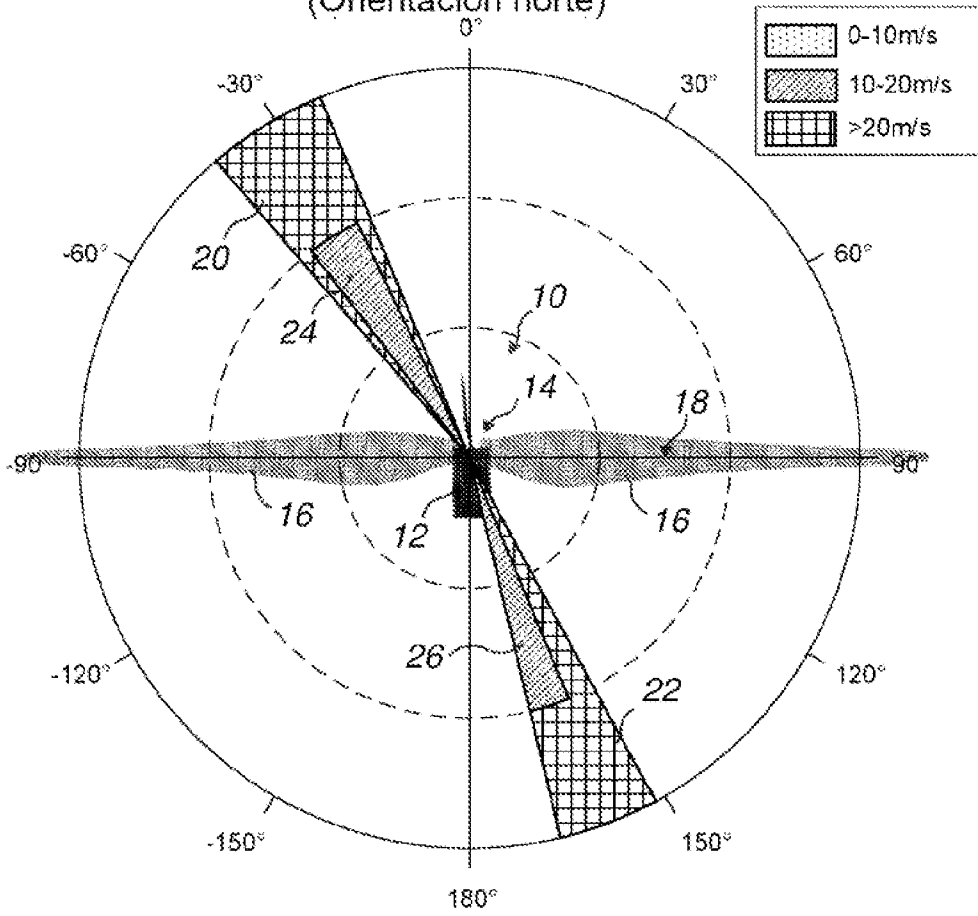
La presente invención es particularmente ventajosa durante la construcción de un nuevo parque eólico. El proceso puede resumirse de la siguiente manera: para instalar una turbina elegida 10, obtener el mapa de error de guiñada crítico a partir de una base de datos de errores de guiñada críticos, que mapea las zonas de error de guiñada esperadas que es probable que tengan problemas de vibración en el borde potenciales para una turbina dada 10 y un umbral de velocidad del viento (véanse las figuras 1a-1c). A continuación, estimar el período de tiempo potencial que la turbina dada 10 estará sin la función de guiñada (por ejemplo, tiempo desde la instalación hasta la puesta en marcha). Para el período de tiempo dado, obtener las estadísticas de viento a largo plazo para la ubicación dada (por

- ejemplo, rosa de los vientos mensual). Para períodos cortos, se podría utilizar un pronóstico meteorológico. Calcular la orientación probabilística de riesgo más bajo para la turbina dada 10 (es decir, para cada posible orientación de turbina, calcular la probabilidad estadística de que la dirección del viento y la velocidad del viento provoquen un error de guiñada crítico). Iterar hasta que se encuentre la orientación de probabilidad más baja. La turbina 10 debe entonces regularse en guiñada manualmente a la orientación preferida 54. Si el riesgo estadístico de que la turbina 10 entre en una zona de error de guiñada crítico es suficientemente bajo (por debajo de un umbral de riesgo predeterminado 48), entonces es posible que no sea necesario instalar redes sobre las palas del rotor 16.
- 5
- 10 Se pueden hacer muchas modificaciones a los ejemplos descritos anteriormente sin apartarse del alcance de la presente invención como se define en las reivindicaciones adjuntas.

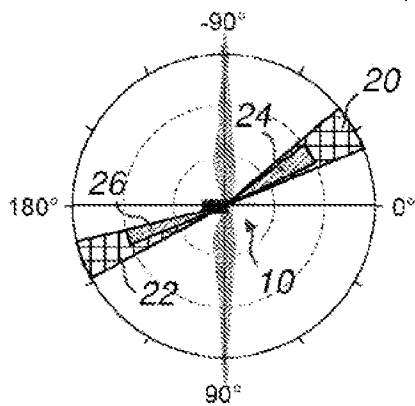
REIVINDICACIONES

1. Método para evitar vibraciones en el sentido del borde durante un período no operativo de una turbina eólica (10), comprendiendo el método:
- 5 definir un período no operativo para una turbina eólica (10) dispuesta en un sitio específico;
- determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo;
- 10 definir una pluralidad de orientaciones de guiñada potenciales para la turbina eólica;
- determinar la probabilidad relativa de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo para cada orientación de guiñada potencial basándose en las condiciones de viento esperadas durante el período no operativo;
- 15 determinar una o más orientaciones de guiñada preferidas (50), que son las orientaciones de guiñada en las que la probabilidad de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde es más baja; y
- 20 disponer la turbina eólica (10) en una de las orientaciones de guiñada preferidas (50) durante el período no operativo.
2. Método según la reivindicación 1, que comprende además determinar una o más zonas de error de guiñada crítico (20, 22, 24, 26) para la turbina eólica (10), representando las zonas de error de guiñada crítico las direcciones del viento incidente en relación con una dirección de guiñada en la que es más probable que se produzcan vibraciones en el sentido del borde,
- 25 y en donde el método comprende determinar la probabilidad relativa de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo para cada orientación de guiñada potencial basándose en la una o más zonas de error de guiñada crítico para la turbina eólica junto con las condiciones de viento esperadas durante el período no operativo.
- 30
3. Método según la reivindicación 2, que comprende además determinar una pluralidad de velocidades del viento potenciales, y determinar una o más zonas de error de guiñada crítico (20, 22, 24, 26) para la turbina eólica (10) para cada velocidad del viento.
- 35
4. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo comprende utilizar estadísticas de viento a largo plazo para el sitio específico, y/o utilizar condiciones de viento pronosticadas y/o simulaciones meteorológicas para el sitio.
- 40
5. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que determinar las condiciones de viento esperadas en el sitio específico durante el período no operativo comprende definir una pluralidad de direcciones del viento potenciales, y determinar la probabilidad relativa de que la dirección del viento esté en cada una de las direcciones del viento potenciales durante el período no operativo.
- 45
6. Método según la reivindicación 5, que comprende además determinar una pluralidad de velocidades del viento potenciales, y determinar la probabilidad relativa de que la velocidad del viento sea cada una de las velocidades del viento potenciales en cada una de las direcciones del viento potenciales durante el período no operativo.
- 50
7. Método según cualquier reivindicación anterior, que comprende además determinar si la probabilidad de que se produzcan vibraciones en el sentido del borde durante el período no operativo cuando la turbina (10) está en una orientación de guiñada preferida está por encima o por debajo de un umbral de riesgo predefinido (48).
- 55
8. Método según la reivindicación 7, que comprende además proporcionar uno o más dispositivos para prevenir vibraciones en el sentido del borde sobre la turbina eólica (10) en el caso de que se supere el umbral de riesgo predefinido (48) en dicha orientación de guiñada preferida.
- 60
9. Método según la reivindicación 7 o la reivindicación 8, que comprende además tomar una decisión de no proporcionar uno o más dispositivos para prevenir vibraciones en el sentido del borde sobre la turbina eólica (10) en el caso de que el umbral de riesgo predefinido (48) no se supere en dicha orientación de guiñada preferida.

**Zonas de error de guiñada crítico**  
(Orientación norte)

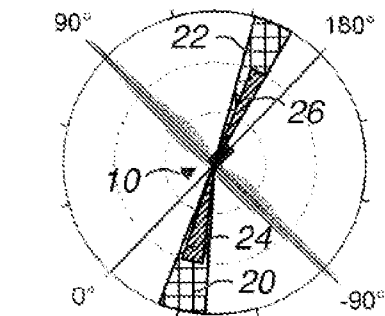


**FIG. 1a**



(Orientación este)

**FIG. 1b**



(Orientación sudoeste)

**FIG. 1c**

Rosa de los vientos de sitio

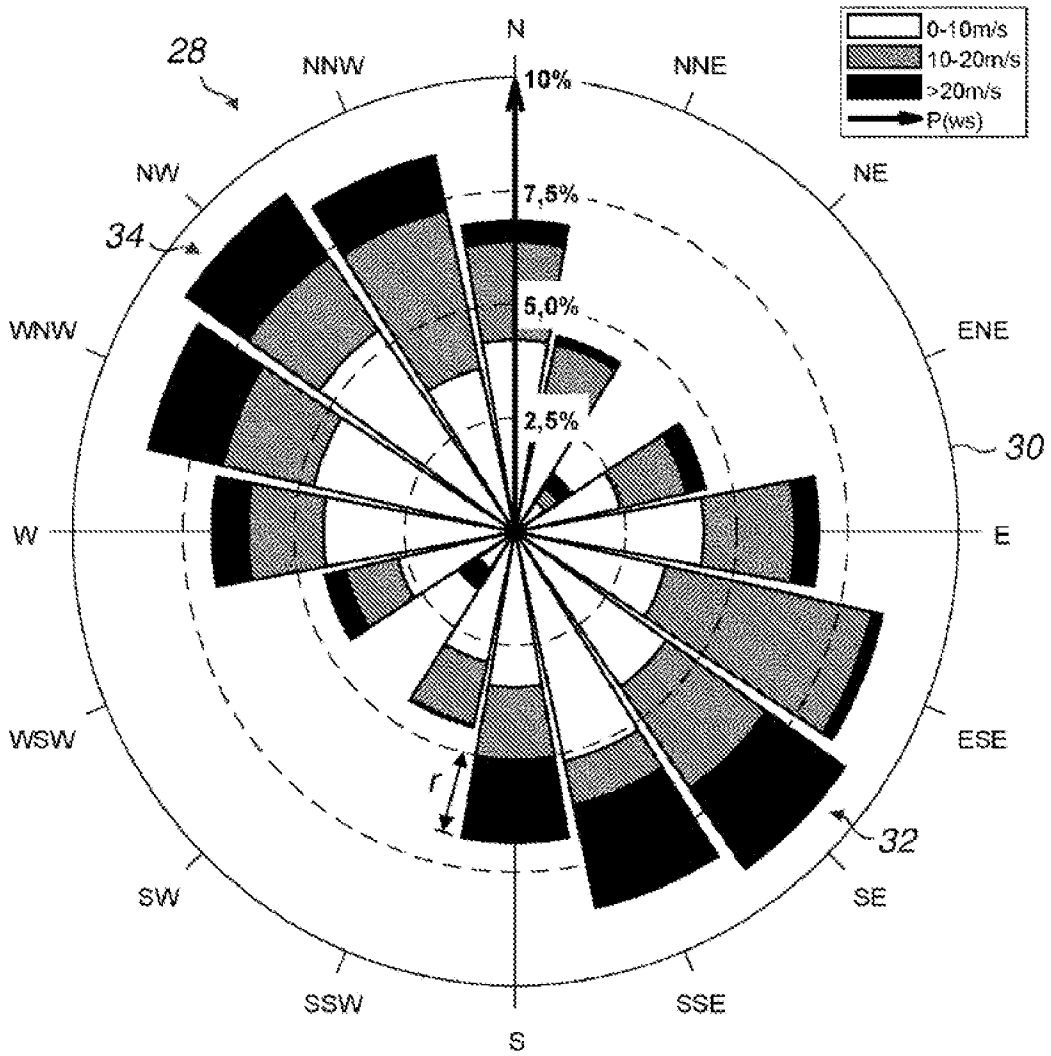


FIG. 2

Probabilidad de vibración en el sentido del borde por orientación de turbina

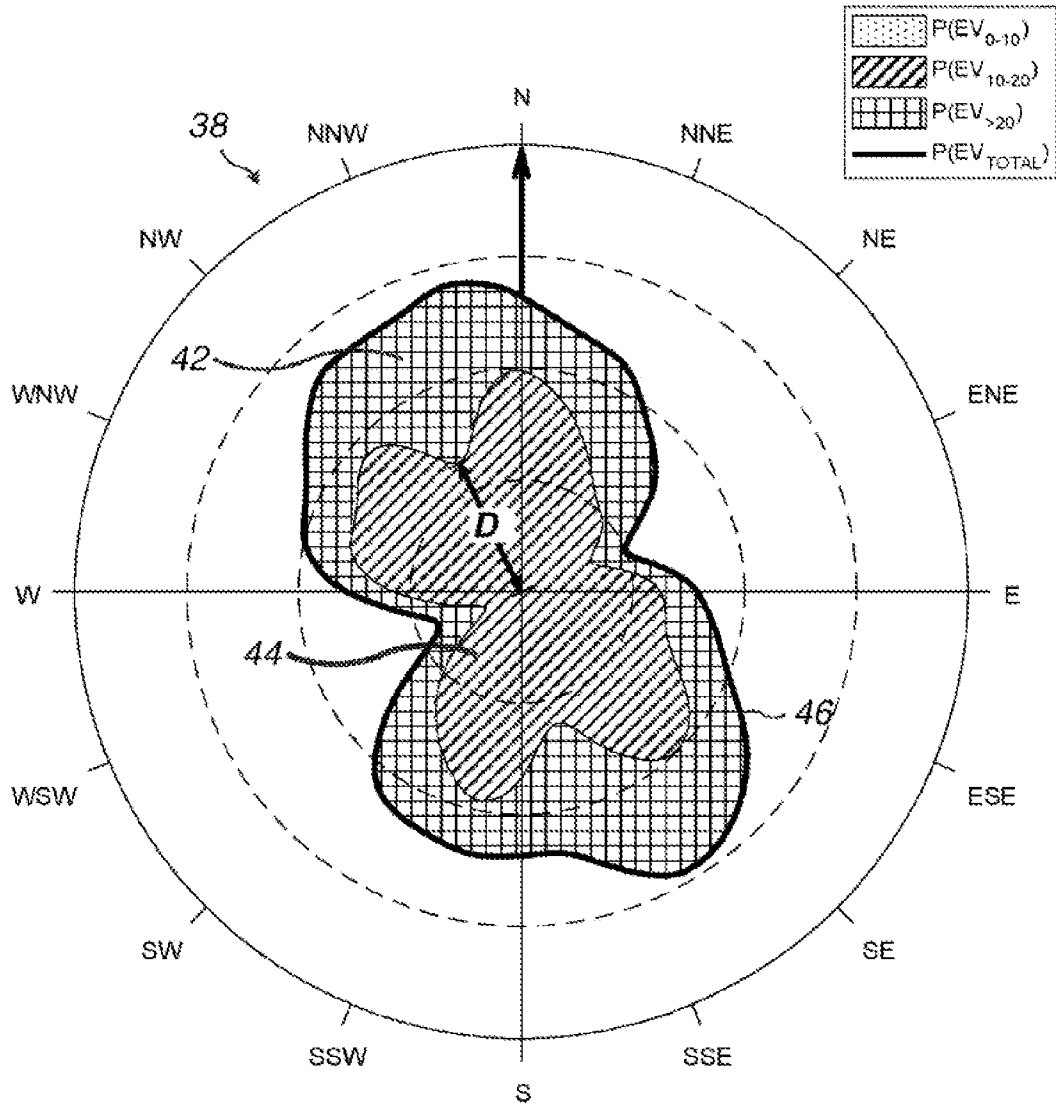


FIG. 3

Orientación de turbina preferida

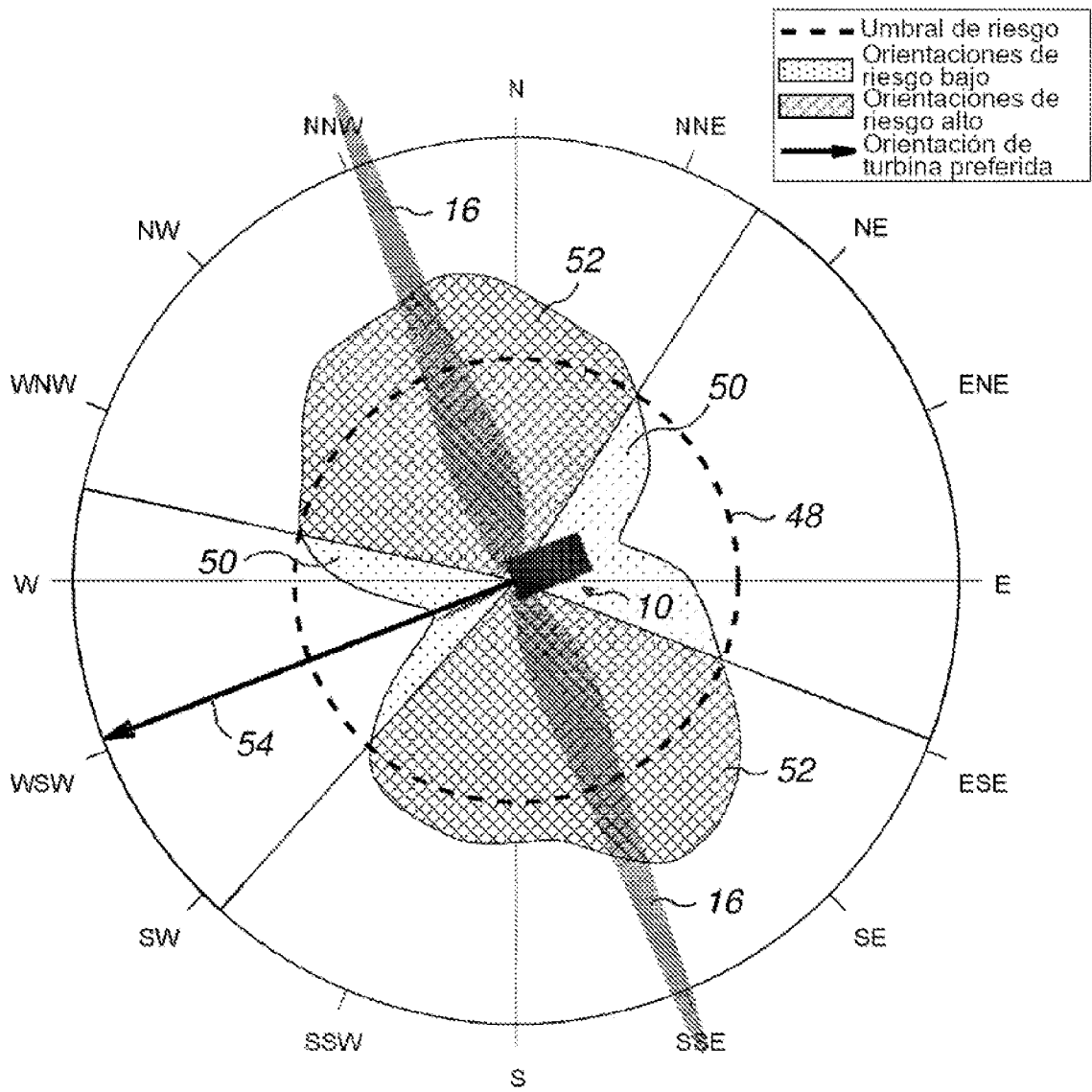


FIG. 4