



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS
ESPAÑA



⑪ Número de publicación: **3 018 463**

⑮ Int. Cl.:
F03D 7/02
(2006.01)

⑫

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

⑥ Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **19.05.2020 PCT/CN2020/090981**

⑦ Fecha y número de publicación internacional: **03.12.2020 WO20238693**

⑨ Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **19.05.2020 E 20813069 (0)**

⑩ Fecha y número de publicación de la concesión europea: **05.03.2025 EP 3976961**

④ Título: **Una turbina eólica y un procedimiento para operar la turbina eólica**

⑩ Prioridad:
29.05.2019 DK PA201970353

⑤ Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
16.05.2025

⑦ Titular/es:
**ENVISION ENERGY CO., LTD. (100.00%)
No.3 Shengzhuang Road, New Energy Industrial
Park of JiangYin Harbor, Economic Development
District
Wuxi, Jiangsu 214443, CN**

⑧ Inventor/es:
PEDERSEN, KELD STEFAN

⑨ Agente/Representante:
ISERN JARA, Jorge

ES 3 018 463 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

Una turbina eólica y un procedimiento para operar la turbina eólica

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a una turbina eólica y a un procedimiento para hacer funcionar una turbina eólica con un algoritmo de control de carga, donde la turbina eólica comprende un sistema de control configurado para controlar la operación de la turbina eólica. El sistema de control supervisa el nivel de carga y cambia un parámetro límite operativo cuando se cumplen ciertas condiciones.

10 **Antecedentes de la invención**

15 Se sabe que es necesario monitorear y regular continuamente la operación de las turbinas eólicas para maximizar la producción de energía manteniendo la operación dentro de los límites de seguridad operativa. Los algoritmos de control de carga se implementan en el sistema de control para reducir las cargas en la turbina eólica, donde los algoritmos de control pueden generar un parámetro de control de cabeceo para ajustar el ángulo de cabeceo de la pala de turbina eólica. Estos algoritmos de control de carga reducen las cargas generales en la turbina eólica, pero tienen un efecto negativo en la producción de energía.

20 20 El documento WO 2015/192853 A1 describe un algoritmo de control de limitación de empuje para reducir las cargas mecánicas máximas en la torre de la turbina eólica, donde un estimador de viento y un estimador de turbulencia generan una serie de señales de salida que se introducen en un limitador de empuje. El limitador de empuje comprende un interruptor de seguridad que recibe una entrada desde un detector de turbulencia y un control externo. La diferencia entre la señal de salida de este interruptor de seguridad y la fuerza de empuje estimada se introduce en un módulo de posprocesamiento que genera otra señal de salida. Esta señal de salida se combina a continuación con una señal de avance de alimentación del limitador de empuje para generar una señal de control de cabeceo. El ángulo de cabeceo de las palas de la turbina eólica se ajusta según esta señal de control de cabeceo. Se indica que el algoritmo de control de limitación de empuje anterior es altamente eficiente a velocidades medias del viento. Como también se indicó, este esquema de control seguirá teniendo un efecto negativo en la producción de energía, aunque un efecto reducido.

30 30 El documento WO 2011/042369 A1 describe un algoritmo de control de carga para regular la operación de la turbina eólica, donde el algoritmo de control de carga monitorea una señal de carga representativa de las cargas dinámicas en el rotor. El algoritmo de control de carga a continuación estima un parámetro operativo basado en esta señal de carga y determina las variaciones de este parámetro operativo a lo largo del tiempo. Las variaciones se comparan a continuación con un valor umbral donde la operación de la turbina eólica se reduce o el parámetro operativo se modifica, si las variaciones exceden el valor umbral. Si las variaciones están por debajo del valor umbral, a continuación la operación de la turbina eólica permanece sin modificar. Se indica que el control de carga se activa si se detectan altas turbulencias. Este esquema de control se basa en las mediciones de la velocidad del viento, sin embargo, el anemómetro normalmente se coloca detrás del rotor y, por lo tanto, la medición se ve perturbada por las palas de la turbina eólica que pasan. Además, la medición de la velocidad del viento se puede realizar utilizando LIDAR, sin embargo, esta medición multipunto aún no proporciona una representación fiable de la velocidad del viento dentro del área del rotor barrida.

40 40 El documento WO 2017/036481 A1 describe un esquema de control para operar la turbina eólica donde el sistema de control utiliza una zona de velocidad de exclusión de velocidad de rotación para controlar la velocidad de rotación del rotor. La zona de velocidad de exclusión de velocidad de rotación está alineada con una velocidad de rotación de referencia representativa de una frecuencia propia de la torre de la turbina eólica. La velocidad de rotación del rotor se controla a continuación de modo que la velocidad de rotación actual se mueva fuera de esta zona de exclusión, reduciendo así los movimientos oscilantes en la torre de la turbina eólica. Se indica que el ancho de esta zona de exclusión de velocidad de rotación se determina según la señal de vibración medida.

45 50 El documento EE. UU. 2007/0057517 A1 se refiere a un procedimiento para limitar las cargas en una turbina eólica mediante el uso de cargas medidas o velocidad del viento para aumentar el ángulo de cabeceo mínimo durante períodos prolongados.

55 60 Por lo tanto, existe la necesidad de un procedimiento de control de carga mejorado para reducir las cargas en la turbina eólica y al mismo tiempo minimizar la pérdida de energía. Además, existe la necesidad de un procedimiento de control de carga mejorado que solo se active en situaciones cruciales mientras que tenga un efecto mínimo en otras situaciones.

Objeto de la invención

65 Un objeto de la invención es proporcionar un procedimiento y una turbina eólica que supere los problemas mencionados anteriormente de la técnica anterior citada.

Otro objeto de la invención es proporcionar un procedimiento y una turbina eólica que reduzca las cargas mecánicas en la turbina eólica mientras se mantiene la producción de energía.

5 Un objeto adicional de la invención es proporcionar un procedimiento y una turbina eólica que permita un mayor espacio libre de punta a torre para altas cargas de las palas.

Otro objeto más de la invención es proporcionar un procedimiento y una turbina eólica que reduzca los efectos de las condiciones extremas de carga de viento.

10 **Descripción de la invención**

La presente invención está definida por las reivindicaciones independientes adjuntas. Realizaciones ventajosas se describen en las reivindicaciones dependientes adjuntas. Realizaciones y/o ejemplos mencionados en la descripción que no se encuentran dentro del alcance de las reivindicaciones son útiles para comprender la presente invención.

15 El objeto de la presente invención tal como se reivindica en las reivindicaciones adjuntas se logra mediante un procedimiento de control de una turbina eólica, comprendiendo la turbina eólica una torre de turbina eólica, una góndola dispuesta en la parte superior de la torre de la turbina eólica, un rotor con al menos dos palas de turbina eólica dispuestas de manera giratoria con respecto a la góndola, y un sistema de control de turbina eólica comprendiendo un controlador y una unidad de sensor, donde el controlador está configurado para controlar la operación de la turbina eólica, y la unidad de sensor está conectada eléctricamente al controlador y configurada para medir una señal de vibración de la turbina eólica, donde el procedimiento comprende las etapas de:

20 - medir una señal de vibración de la turbina eólica indicativa de turbulencia,
 25 - calcular un indicador de gravedad basado en la señal de vibración,
 - determinar un parámetro límite operativo como función del indicador de gravedad,
 - determinar una señal de control basada en el parámetro límite operativo, y
 - controlar la operación de la turbina eólica según la señal de control.

30 Esto proporciona un procedimiento de control simple y confiable para reducir las cargas extremas en la turbina eólica sin reducir también la producción anual de energía (AEP - *Annual Energy Production*). El presente procedimiento de control elimina la necesidad de una medición directa de la turbulencia del viento que normalmente se asocia con grandes incertidumbres. Esto reduce aún más la necesidad de realizar un ajuste constante del pico de empuje y/o una reducción de la operación de la turbina eólica, lo que a su vez afectará negativamente la producción de energía.

35 El presente procedimiento de control puede reducir indirectamente el empuje máximo en condiciones de carga extremas. Además, el presente procedimiento de control puede tener el sorprendente efecto de aumentar la velocidad nominal del viento. Esto a su vez permite que el espacio libre de punta a torre aumente para altas cargas de pala. Esto se puede lograr sin tener que aumentar la rigidez de la pala y la rigidez a la flexión de la torre de la turbina eólica, ahorrando así peso y costes.

40 El presente procedimiento de control monitorea el nivel de vibración de la turbina eólica en lugar de monitorear la turbulencia como en los procedimientos de control convencionales. Esto permite una medición más fiable, ya que no depende de una medición directa del viento. Las características de vibración han demostrado proporcionar una muy buena correlación con las características de la turbulencia. Por lo tanto, el nivel de vibración se puede medir utilizando unidades de sensores existentes en la turbina eólica, ahorrando así aún más costes. Alternativamente, el nivel de vibración se puede medir instalando una o más unidades de sensor en la turbina eólica y conectándolas eléctricamente al controlador. La o las señales del sensor medidas se introducen en el controlador y se utilizan para calcular o estimar el indicador de gravedad.

45 50 El término "indicador de gravedad" se define aquí como una señal indicativa del nivel de gravedad de las vibraciones actuales de la turbina eólica. En un ejemplo, pero sin limitarse, el indicador de gravedad puede ser un valor de pico, un valor de pico a pico, un valor promedio o un valor de media cuadrática (RMS - *Root-Mean-Square*). El indicador de gravedad puede ser además un valor de carga, tal como un valor de carga de fatiga.

55 55 Las vibraciones pueden medirse preferentemente utilizando uno o más sensores de vibración colocados en uno o más componentes de la turbina eólica para que sean capaces de medir las vibraciones.

60 Según una realización, la señal de vibración se mide en una parte superior de la turbina eólica.

65 60 Las vibraciones se pueden medir preferentemente en una parte superior de la turbina eólica, tal como en un bastidor de referencia estacionario. Alternativamente, las vibraciones se pueden medir en un bastidor de referencia giratorio y a continuación transformarse en el bastidor de referencia estacionario. Por ejemplo, las vibraciones pueden medirse sobre o en el buje del rotor o en las palas de la turbina eólica. En otro ejemplo, las vibraciones se pueden medir sobre o en la góndola o torre de la turbina eólica. Esto permite una medición indirecta de la turbulencia del viento, ya que la señal o señales del sensor proporcionan una medición representativa del nivel de turbulencia.

- 5 Las vibraciones pueden medirse ventajosamente en una dirección, por ejemplo, a lo largo del eje de rotación del rotor o a lo largo de un eje perpendicular al eje de rotación. El eje de rotación puede definir un eje X, el eje perpendicular al eje de rotación puede definir un eje Y, mientras que la torre de la turbina eólica puede definir un eje Z. Por ejemplo, las vibraciones pueden medirse como aceleraciones, velocidades y/o desplazamientos. Por lo tanto, las vibraciones se pueden medir como vibraciones de proa a popa, por ejemplo, aceleraciones, de la turbina eólica. Esto permite una medición fiable del nivel de vibración.
- 10 Según una realización, las vibraciones se miden en tiempo real.
- 15 Las vibraciones pueden medirse preferiblemente en tiempo real o casi en tiempo real para calcular un nivel de gravedad actual. Esto permite que el presente procedimiento de control detecte condiciones extremas de ráfaga de viento, así como condiciones extremas de carga. Esto aumenta la flexibilidad del presente procedimiento de control, mientras que los procedimientos de control de carga convencionales solo pueden detectar condiciones de carga extremas.
- 20 Las vibraciones se pueden medir en el dominio del tiempo y se puede aplicar una función de transformación a la señal de vibración medida para transformar la señal de vibración en el dominio de la frecuencia. En un ejemplo, el algoritmo de transformada puede ser una función de transformada de Fourier, un algoritmo de respuesta al impulso, un algoritmo de transformada Z, un algoritmo discreto u otro algoritmo de transformada adecuado. El algoritmo de la transformada de Fourier puede ser una función de Transformada Rápida de Fourier (FFT - *Fast Fourier Transform*). La función de respuesta de impulso puede ser un algoritmo de filtro de respuesta de impulso finita (FIR - *Finite Impulse Response*). Alternativamente, las vibraciones se pueden medir directamente en el dominio de la frecuencia. A continuación, se puede realizar un análisis del espectro en la señal de vibración transformada para determinar el indicador de gravedad.
- 25 Alternativamente, el análisis del espectro se puede realizar en la señal de vibración medida en su lugar. Esto permite determinar el indicador de gravedad ya sea en el dominio del tiempo o en el dominio de la frecuencia dependiendo del tipo de unidad de sensor utilizada.
- 30 Según una realización, el indicador de gravedad se calcula dentro de un período de tiempo predeterminado.
- 35 El indicador de gravedad puede ser ventajosamente un valor a corto plazo, por ejemplo, un parámetro de carga de fatiga. El indicador de gravedad, por ejemplo, el parámetro de carga de fatiga, se puede calcular dentro de un período de tiempo predeterminado, por ejemplo, de unos pocos minutos. En un ejemplo, el período de tiempo se puede seleccionar entre 30 segundos a 5 minutos, preferentemente entre 1 a 3 minutos. Sin embargo, cualquier período de tiempo intermedio puede seleccionarse dependiendo de las clasificaciones y la configuración de la turbina eólica. Esto proporciona una muy buena indicación de la turbulencia del viento, ya que el indicador de gravedad puede determinarse como un valor a corto plazo.
- 40 En un ejemplo, se puede aplicar un algoritmo de conteo cíclico a la señal de vibración medida o transformada para calcular el indicador de gravedad. El indicador de gravedad, por ejemplo, el parámetro de carga de fatiga, puede acumularse dentro del período de tiempo para proporcionar un valor acumulado, por ejemplo, un parámetro de carga acumulada. El algoritmo de conteo cíclico puede ser, por ejemplo, pero sin limitarse, un algoritmo de conteo de flujo de lluvia. Sin embargo, se puede usar un algoritmo de intervalo-par u otro algoritmo de conteo cíclico para calcular el parámetro de carga de fatiga. Esto proporciona una buena representación de las cargas de fatiga de la turbina eólica. Alternativamente, se puede aplicar una función simple de RMS o promediada a la señal de vibración medida para calcular el indicador de gravedad. Esto también da una buena representación de las cargas de la turbina eólica.
- 45 Según la invención, el parámetro límite operativo se determina según el indicador de gravedad.
- 50 El término "parámetro límite operativo" se define aquí como un valor umbral utilizado para limitar el intervalo operativo de ese parámetro operativo. Por ejemplo, el parámetro límite operativo puede indicar un valor de límite superior y/o un valor de límite inferior del intervalo operativo.
- 55 En una realización no reivindicada, el parámetro límite operativo de una señal de control particular se puede determinar simplemente usando una tabla de consulta implementada en el controlador. Los valores de la tabla de consulta pueden determinarse, por ejemplo, utilizando los parámetros de diseño de la turbina eólica. De manera alternativa o adicional, los valores se pueden determinar utilizando simulaciones de la dinámica y/o los estados estacionarios de la turbina eólica.
- 60 Según la invención, el parámetro límite operativo se determina según el indicador de gravedad calculado. La función puede ser una función continua o una función por partes comprendiendo dos o más subfunciones. En un ejemplo, la función o subfunción continua puede ser una función escalonada, una función de rampa, una función sigmoidal u otra función adecuada. Las funciones pueden definir uno o más valores finales, cada uno indicativo de un parámetro límite operativo predeterminado y/o un nivel de gravedad predeterminado. Por lo tanto, el parámetro límite operativo puede adaptarse al nivel de vibración actual.
- 65

Además, los valores de la tabla de consulta y/o los parámetros de la función (o subfunciones) anteriores pueden sintonizarse utilizando uno o más procedimientos de sintonización que responden a estadísticas. En el ejemplo, los valores/parámetros se pueden ajustar en base a las relaciones del primer principio, pero se pueden usar otros procedimientos de ajuste. De manera alternativa o adicional, los valores de la tabla de consulta y/o los parámetros de la función anterior pueden ajustarse utilizando uno o más procedimientos de ajuste avanzados que incluyen análisis de series de tiempo. Esto permite un operación más óptima y, por lo tanto, un mejor rendimiento de la turbina eólica. Esto también permite que el presente procedimiento de control se ajuste de modo que solo se active para situaciones cruciales, al tiempo que tiene un efecto mínimo en otras situaciones.

La función puede actuar simplemente como una función de ajuste de picos que puede reducir los picos locales en el parámetro operativo ubicado por encima de un valor umbral predeterminado. Dichas funciones de ajuste de pico son conocidas por el experto en la materia. Por lo tanto, el ajuste máximo se puede aplicar, o activar, durante el tiempo (es decir, la banda) en que el parámetro operativo permanece por encima del valor umbral, limitando así el parámetro operativo. Fuera de la banda, el ajuste de pico no se aplica y, por lo tanto, el parámetro operativo no está limitado. La función puede usarse ventajosamente para reducir los picos positivos locales, así como los picos negativos locales.

Procedimientos convencionales de control de carga se activan utilizando energía, ángulo de cabeceo, velocidad del viento o una señal similar como entrada, lo que les impide distinguir entre niveles de vibraciones normales y anormales. Esto afecta la AEP, ya que la turbina eólica a menudo no funciona en un modo de energía máxima. El presente procedimiento de control tiene la ventaja de que solo se activa cuando el nivel de vibración es anormal (detectado a través del indicador de gravedad), por lo que tiene un efecto insignificante en la AEP

Según la invención, el parámetro límite operativo indica un límite mínimo o máximo de un intervalo operativo del parámetro operativo.

Durante la operación, el parámetro operativo se puede variar dentro de un intervalo operativo predeterminado definido por un límite operativo mínimo y/o un límite operativo máximo. El parámetro límite operativo puede indicar el límite operativo máximo, donde el parámetro operativo puede variar libremente por debajo del límite operativo máximo. Por ejemplo, el límite operativo máximo puede ser un valor de empuje máximo, un valor de velocidad de rotación máxima o un valor de energía máxima. Esto permite que la turbina eólica funcione en condiciones seguras.

De manera alternativa o adicional, el parámetro límite operativo puede indicar el límite operativo mínimo donde el parámetro operativo puede variar libremente por encima del límite operativo mínimo. En un ejemplo, el límite operativo mínimo puede ser un valor de cabeceo mínimo. Esto restringe el ángulo de cabeceo mínimo de las palas de la turbina eólica.

En esta configuración, el parámetro límite operativo se puede usar directamente en el generador de punto de ajuste para generar la señal de control para ese parámetro operativo. Por ejemplo, pero sin limitarse, el parámetro límite operativo y la señal de control pueden ser los mismos, por ejemplo, ángulo de cabeceo, velocidad de rotación, empuje u otro parámetro controlable. Por lo tanto, no hay necesidad de generar otra señal de control (por ejemplo, ángulo de cabeceo) en base al parámetro límite operativo (por ejemplo, empuje). Esto permite que el presente esquema de control actúe como una función inteligente de ajuste de picos.

La función puede ser preferentemente una función continua que permita un inicio y/o final suave del ajuste máximo. Alternativamente, la función puede ser una función por tramos que define una o más bandas de transición en o alrededor del valor umbral, de modo que el ajuste máximo se desvanece gradualmente hacia adentro y/o hacia afuera.

En el procedimiento anterior para controlar una turbina eólica, la etapa de determinar un parámetro límite operativo comprende:

- dividir un intervalo del indicador de gravedad en zonas operativas definidas por valores umbral, donde los valores umbral comprenden un primer valor umbral y un segundo valor umbral, y
- comparar el indicador de gravedad con valores umbral, donde los valores umbral comprenden un primer valor umbral y un segundo valor umbral,
- donde si el indicador de gravedad está por debajo del primer valor umbral, se determina un primer parámetro límite operativo, a continuación la turbina eólica se opera en un modo de alerta, y la turbina eólica se pone en un modo de operación reducido para detectar cualquier ráfaga de viento extrema; y
- donde si el indicador de gravedad o parámetro operativo está por encima del segundo valor umbral, se determina un segundo parámetro límite operativo, a continuación la turbina eólica se opera en un modo de carga reducida, y la operación de la turbina eólica se reduce para reducir las cargas extremas.

Los valores umbral indican zonas operativas, cada una de las cuales define una subfunción o valor dedicado del parámetro límite operativo. Esto permite una activación adaptativa del presente procedimiento de control.

Según la invención, el indicador de gravedad (por ejemplo, el parámetro de carga de fatiga) comprende un primer valor

umbral y un segundo valor umbral. El primer valor umbral y el cero pueden definir juntos una zona de baja carga donde no hay turbulencia o hay bajas turbulencias. El primer y segundo valor umbral pueden definir juntos una zona de operación normal donde está presente un nivel normal de turbulencias. El segundo valor umbral y superior pueden definir juntos una zona de alta carga donde hay turbulencias extremas. Por lo tanto, la operación de la turbina eólica 5 puede adaptarse a diferentes niveles de vibración.

En un ejemplo, la zona de carga baja puede definir un primer parámetro o subfunción de límite operativo, la zona de 10 carga alta puede definir un segundo parámetro o subfunción de límite operativo, y la zona operativa normal puede definir un tercer parámetro o subfunción de límite operativo. El primer parámetro o subfunción de límite operativo puede 15 diferir del segundo parámetro o subfunción de límite operativo. Además, el tercer parámetro o subfunción de límite operativo puede diferir del primer y/o segundo parámetro o subfunciones de límite operativo. La operación de la turbina eólica se puede adaptar además a diferentes límites de punto de ajuste para la señal de control.

Los valores umbral individuales se pueden adaptar o ajustar a una configuración particular de la turbina eólica. Por lo 15 tanto, el presente procedimiento de control de carga puede ajustarse para que solo se active para situaciones críticas y tenga un efecto insignificante en otras situaciones.

Según una realización, se determina una primera señal de control en base al primer parámetro límite operativo, donde 20 la turbina eólica funciona en un primer modo según la primera señal de control.

El parámetro límite operativo puede introducirse en un generador de punto de ajuste en el controlador junto con una o más de otras señales de entrada. El generador de punto de ajuste puede estar configurado para generar una señal de control adecuada para controlar un parámetro operativo particular de la turbina eólica, como se explica más adelante, 25 durante la operación. La señal de control puede definir un valor de punto de ajuste de referencia para ese parámetro operativo, donde el parámetro límite operativo puede definir un límite superior o inferior de ese parámetro operativo. En un ejemplo, el parámetro operativo puede ser una fuerza de empuje que actúa sobre la turbina eólica, un par o una velocidad de rotación del rotor, un ángulo de cabeceo común o individual de las palas de la turbina eólica, una energía generada u otro parámetro operativo adecuado.

El controlador puede determinar que el indicador de gravedad calculado está entre los valores umbral primero y 30 segundo, de modo que la turbina eólica pueda funcionar en un modo de operación normal. En este modo de operación normal, la turbina eólica puede operar para producir la máxima energía y las diversas señales de control, por ejemplo, valores de punto de referencia, pueden determinarse en consecuencia. En este modo de operación normal, el parámetro operativo puede variar libremente por debajo del límite superior y/o por encima del límite inferior, por lo que 35 la señal de control puede permanecer sin modificar.

Si el parámetro operativo excede el límite superior o cae por debajo del límite inferior, se puede activar el control de 40 carga actual y el generador de punto de ajuste puede modificar la señal de control para reducir las cargas. Una vez que el parámetro operativo supera el límite superior o inferior nuevamente, el control de carga actual puede a continuación desactivarse y el generador de punto de ajuste puede determinar la señal de control. Esto permite que el presente procedimiento de control detecte ráfagas de viento extremas, como ráfagas de coherencia extrema con cambio de dirección (ECD - *Extreme Coherence gusts with Direction change*).

Según una realización, se determina una segunda señal de control en base al segundo parámetro límite operativo, 45 donde la turbina eólica funciona en un segundo modo según la segunda señal de control.

Según la invención, si el controlador determina que el indicador de gravedad calculado está por debajo del primer valor umbral, entonces la turbina eólica funciona en un modo de alerta. En este modo de alerta, la turbina eólica se pone en 50 un modo de operación reducida para detectar cualquier ráfaga de viento extrema. Por lo tanto, el generador de punto de ajuste puede modificar la señal de control para que el parámetro operativo se reduzca por debajo del límite superior definido por el primer parámetro límite operativo. El presente control de carga puede a continuación activarse o desactivarse, como se describió anteriormente.

Según la invención, si el controlador determina que el indicador de gravedad calculado está por encima del segundo 55 valor umbral, entonces la turbina eólica funciona en un modo de carga reducida. En este modo de carga reducida, la operación de la turbina eólica se reduce para reducir las cargas extremas. Por lo tanto, el generador de punto de ajuste puede modificar la señal de control para que el parámetro operativo se reduzca por debajo del límite superior definido por el segundo parámetro límite operativo. El presente control de carga puede a continuación activarse o desactivarse, como se describió anteriormente.

Opcionalmente, los parámetros del presente esquema de control pueden seleccionarse de modo que la turbina eólica 60 pueda operarse en un modo de operación potenciado donde se aumenta el punto de ajuste de energía. Opcionalmente, los parámetros del presente esquema de control pueden seleccionarse de modo que la turbina eólica pueda operarse en un modo de operación reducido donde se disminuye el punto de ajuste de energía. Opcionalmente, los parámetros 65 del presente esquema de control pueden seleccionarse de modo que la señal de control pueda usarse para realizar un control de cabeceo individual de las palas de la turbina eólica, reduciendo así el momento de flexión de la raíz de

la pala.

El objeto de la presente invención se logra además mediante una turbina eólica comprendiendo:

- 5 - una torre de turbina eólica,
 - una góndola dispuesta en la parte superior de la torre de la turbina eólica,
 - un rotor con al menos dos palas de turbina eólica dispuestas de forma giratoria con respecto a la góndola,
 - un sistema de control de turbina eólica comprendiendo un controlador y una unidad de sensor, la unidad de sensor
 10 comprende un sensor de vibración, donde el controlador está configurado para controlar la operación de la turbina
 eólica, la unidad de sensor está conectada eléctricamente al controlador y el sensor de vibración está configurado
 para medir una señal de vibración de la turbina eólica indicativa de turbulencia,
 - donde el controlador está configurado además para calcular un indicador de gravedad en base a la señal de vibración,
 para determinar un múltiplo de parámetros de límite operativo según el indicador de gravedad, para determinar un
 15 múltiplo de señales de control en base a los parámetros de límite operativo y para controlar la operación de la turbina
 eólica según la señal de control.

El controlador está configurado para determinar un parámetro límite operativo según el indicador de gravedad mediante:

- 20 - dividir un intervalo del indicador de gravedad en zonas operativas definidas por al menos un valor umbral, donde el
 al menos un valor umbral comprende un primer valor umbral y un segundo valor umbral, y
 - comparar el indicador de gravedad con el al menos un valor umbral, donde
 - si el indicador de gravedad está por debajo del primer valor umbral, se determina un primer parámetro límite operativo,
 25 a continuación la turbina eólica se opera en un modo de alerta, y la turbina eólica se pone en un modo de operación
 reducido para detectar cualquier ráfaga de viento extrema;
 - si el indicador de gravedad está por encima del segundo valor umbral, se determina un segundo parámetro límite
 operativo, a continuación la turbina eólica se opera en un modo de carga reducida, y la operación de la turbina eólica
 se reduce para reducir las cargas extremas

- 30 Esto proporciona un esquema de control simple y confiable para reducir las cargas extremas en la turbina eólica sin
 reducir también la producción anual de energía (AEP - *Annual Energy Production*). No hay necesidad de medir la
 turbulencia del viento que normalmente se asocia con grandes incertidumbres. Por lo tanto, el espacio libre de punta
 a torre a altas cargas de pala puede aumentarse sin tener que aumentar la rigidez y, por lo tanto, el peso de las palas
 35 de la turbina eólica. Esto, a su vez, permite reducir la fatiga de rodadura en los cojinetes de la pala, los cojinetes del
 buje y los cojinetes principales.

- 40 El presente esquema de control monitorea el nivel de gravedad de la turbina eólica medido por medio de sensores de
 vibración que proporcionan una representación confiable de la turbulencia. Esquemas de control convencionales
 utilizan sensores de turbulencia para medir la turbulencia directamente, sin embargo, tales mediciones no son
 confiables porque el campo de viento se mide en un número limitado de puntos. El nivel de vibración se utiliza para
 determinar un parámetro límite operativo de una señal de control particular que se utiliza para controlar la operación
 de la turbina eólica. Esto permite que el presente esquema de control se implemente en el sistema de control de
 turbinas eólicas de nuevas turbinas eólicas.

- 45 La turbina eólica comprende una torre de turbina eólica, una góndola dispuesta en la parte superior de la torre de la
 turbina eólica y un rotor dispuesto con respecto a la góndola. El rotor comprende dos o más palas de turbina eólica
 conectadas a un buje del rotor. El rotor está conectado a un generador a través de un eje de rotación. El rotor, la
 góndola y la parte superior de la torre de la turbina eólica definen juntos una parte superior de la turbina eólica. Un
 50 sistema de cojinete de cabeceo está dispuesto entre el buje y la raíz de la pala o entre dos secciones de la pala para
 cabecear al menos una sección exterior de la pala de la turbina eólica. Un sistema de cojinete de guiñada está
 dispuesto entre la torre de la turbina eólica y la góndola para orientar la góndola y el rotor con respecto a la dirección
 del viento.

- 55 En la turbina eólica se instala un sistema de control de la turbina eólica para controlar y monitorizar la operación de la
 turbina eólica. El sistema de control de la turbina eólica comprende un controlador conectado eléctricamente a uno o
 más sensores de vibración ubicados en la parte superior de la turbina eólica. Se pueden disponer sensores adicionales
 sobre o en la turbina eólica y conectarse eléctricamente al controlador para monitorear otros parámetros operativos.
 En un ejemplo, la turbina eólica puede comprender un sensor de ángulo de cabeceo, un sensor de par, un sensor de
 velocidad de rotación, un sensor de empuje y/u otros sensores adecuados.

- 60 Según una realización, la unidad de sensor está dispuesta en una parte superior de la turbina eólica, donde la unidad
 de sensor está configurada para medir al menos una de aceleraciones, velocidades o desplazamientos en al menos
 una dirección.

- 65 El sensor de vibración puede ser, por ejemplo, pero sin limitarse a, un medidor de tensión, un sensor de
 desplazamiento, un acelerómetro, un sensor de velocidad o una unidad de sensor de fibra óptica. La unidad de sensor

de fibra óptica puede comprender una fuente de luz óptica que transmite una señal óptica a una fibra óptica, donde un detector recibe la señal óptica reflejada desde la fibra óptica. Esto permite medir las vibraciones utilizando cualquier sensor de vibración adecuado.

- 5 Preferentemente, el sensor de vibración es un acelerómetro configurado para medir las aceleraciones en al menos una dirección. Alternativamente, el acelerómetro puede configurarse para medir las aceleraciones en múltiples direcciones, tal como en el eje X, el eje Y y/o el eje Z. El sensor de vibración, por ejemplo, el acelerómetro, puede ser un sensor existente en la turbina eólica, por lo que no es necesario instalar nuevos sensores. Alternativamente, la turbina eólica puede equiparse con un sensor de vibración, por ejemplo, el acelerómetro, para medir las aceleraciones.
- 10 Esto permite que el presente esquema de control también se actualice en el sistema de control de turbina eólica de las turbinas eólicas existentes, lo que permite actualizar las turbinas eólicas existentes.

Las características de las vibraciones, por ejemplo, las aceleraciones, han demostrado tener una muy buena correlación con las características de turbulencia del viento. Por lo tanto, las turbulencias se pueden medir indirectamente a través del sensor de vibración, por ejemplo, el acelerómetro, que proporciona una medición fiable. No hay necesidad de un sensor de turbulencia.

Según una realización, el indicador de gravedad es un valor a corto plazo.

20 El controlador puede configurarse para calcular el indicador de gravedad, por ejemplo, un parámetro de carga de fatiga, en base a la señal de vibración medida. Alternativamente, la señal de vibración medida puede transformarse en el dominio de la frecuencia antes de calcular el indicador de gravedad. El indicador de gravedad, o parámetro de carga de fatiga, puede ser ventajosamente un valor a corto plazo, por ejemplo, un parámetro de carga de fatiga a corto plazo. La señal de vibración puede introducirse en un módulo indicador de gravedad del controlador que está configurado para calcular el indicador de gravedad. Esto permite una detección óptima del nivel de vibración. Según una realización, el controlador está configurado para calcular el indicador de gravedad usando al menos uno de un contador cíclico, un algoritmo de RMS o un algoritmo de promediado.

30 El módulo indicador de gravedad puede utilizar preferentemente un algoritmo de conteo cíclico para calcular un parámetro de carga de fatiga acumulada en tiempo real. Por ejemplo, el contador cíclico puede ser un contador de flujo de lluvia. Sin embargo, también se puede usar otro tipo de contador cíclico. Esto permite un cálculo óptimo del nivel de gravedad.

35 Sin embargo, el módulo de gravedad también puede usar un algoritmo de RMS o promediado para calcular un valor de RMS o un valor promediado en tiempo real. Esto también permite un cálculo óptimo del nivel de gravedad.

Según una realización, el parámetro límite operativo es determinado por el controlador utilizando una tabla de consulta o una función implementada en el controlador.

40 Según una realización no reivindicada, el controlador puede usar una tabla de consulta para determinar el parámetro límite operativo de una señal de control particular. La tabla de consulta puede implementarse en el controlador o en una base de datos conectada al controlador. El parámetro límite operativo se puede introducir en un generador de punto de ajuste del controlador, junto con un valor actual del parámetro operativo. El parámetro operativo puede determinarse mediante un módulo de parámetro operativo del controlador. Alternativamente, el parámetro operativo puede ser determinado por el generador de punto de ajuste. El generador de punto de ajuste puede a continuación determinar la señal de control según este parámetro límite operativo y el valor actual. Esto permite una forma simple y efectiva de controlar la operación de la turbina eólica.

50 Según la invención, en lugar de usar una tabla de consulta, el controlador aplica una función predeterminada al indicador de gravedad calculado para determinar el parámetro límite operativo. La función puede ser una función continua o una función por partes, como se describió anteriormente. Esto permite que el parámetro límite operativo se adapte al nivel de carga actual.

55 Cuando el parámetro operativo está por debajo del límite superior y/o por encima del límite inferior, la señal de control correspondiente permanece sin modificar. Cuando el parámetro operativo excede el límite superior y/o cae por debajo del límite inferior, la señal de control se modifica para llevar el parámetro operativo dentro de los límites de operación seguros nuevamente.

60 El presente esquema de control puede determinar los parámetros límite operativos de múltiples parámetros operativos utilizando funciones individuales. Los parámetros de límite operativo individuales junto con los parámetros operativos pueden introducirse en uno o más generadores de punto de ajuste. Esto permite que el presente esquema de control adapte la operación de la turbina eólica si se cumple más de una condición. Por ejemplo, el generador de punto de ajuste puede aumentar el punto de ajuste de energía, si dos o más parámetros operativos están por debajo de los parámetros de límite operativo respectivos dentro del mismo intervalo de carga.

65 Según una realización, la señal de control es al menos una de entre una señal de control de cabeceo, una señal de

control de empuje, una señal de control de par o una señal de control de velocidad de rotación.

La señal de control puede ser preferentemente una señal de control de empuje utilizada para controlar el nivel de empuje que actúa sobre la turbina eólica. Esto es particularmente ventajoso ya que el empuje no afecta a los cálculos de energía. Además, esto permite aumentar el espacio libre de punta a torre para cargas altas.

La señal de control también puede ser un punto de ajuste de cabeceo utilizado para controlar un ángulo de cabeceo común o ángulos de cabeceo individuales para las palas de la turbina eólica. La señal de control también puede ser un punto de ajuste de par o un punto de ajuste de velocidad de rotación utilizado para controlar el par o la velocidad de rotación del rotor. Esto permite que el presente esquema de control, cuando se activa, adapte la operación de la turbina eólica.

Opcionalmente, la señal de control puede ser un punto de ajuste de energía utilizado para controlar la producción de energía de la turbina eólica. Por lo tanto, el presente esquema de control puede usarse para aumentar o disminuir la producción de energía dependiendo del nivel de gravedad actual.

El presente esquema de control puede adaptar el parámetro límite operativo según el nivel de gravedad actual, como se mencionó anteriormente. El intervalo del indicador de gravedad puede dividirse en dos o más zonas de carga por los valores umbral. Además, el intervalo del parámetro operativo puede dividirse en dos zonas operativas más por los valores umbral. Por lo tanto, el límite del parámetro operativo y, por lo tanto, la señal de control puede adaptarse según el nivel de gravedad actual, por ejemplo, el nivel de carga.

Por ejemplo, si el nivel de gravedad aumenta o disminuye más allá de un valor umbral y el parámetro operativo permanece por debajo del límite superior y/o por encima del límite inferior, a continuación la señal de control y, por lo tanto, el modo de operación pueden permanecer sin modificar. Por ejemplo, si el nivel de gravedad aumenta o disminuye más allá de un valor umbral y el parámetro operativo excede así el límite superior y/o cae por debajo del límite inferior, a continuación la señal de control y, por lo tanto, el modo de operación pueden modificarse.

Por ejemplo, si el parámetro operativo mientras permanece dentro de una zona de carga permanece por debajo del límite superior y/o por encima del límite inferior, a continuación la señal de control y, por lo tanto, el modo de operación pueden permanecer sin modificar. Por ejemplo, si el parámetro operativo, mientras permanece dentro de una zona de carga, excede el límite superior y/o cae por debajo del límite inferior, a continuación la señal de control y, por lo tanto, el modo de operación pueden modificarse.

35 **Descripción de los dibujos**

La invención se describe únicamente a modo de ejemplo y con referencia a los dibujos adjuntos, donde:

La Fig. 1 muestra una realización ejemplar de una turbina eólica,
 40 La Fig. 2 muestra una primera realización de un esquema de control de carga,
 La Fig. 3 muestra una segunda realización del presente esquema de control de carga,
 La Fig. 4 muestra un gráfico ejemplar de un ajuste de picos de un parámetro operativo,
 La Fig. 5 muestra una gráfica ejemplar del parámetro límite operativo con valores umbral,
 La Fig. 6 muestra un gráfico ejemplar de los valores umbral sintonizados del parámetro límite operativo utilizando una
 45 técnica de sintonización rápida,
 La Fig. 7 muestra cuatro gráficos ejemplares de los umbrales sintonizados del parámetro límite operativo utilizando
 diferentes técnicas de sintonización,
 La Fig. 8 muestra una gráfica de un parámetro operativo medido de una turbina eólica de campo de ejemplo en la que
 se implementa el presente esquema de carga,
 50 La Fig. 9 muestra cinco parámetros operativos de una turbina eólica ejemplar con y sin el presente esquema de carga
 implementado durante bajas turbulencias,
 La Fig. 10 muestra cinco parámetros operativos de una turbina eólica ejemplar con y sin el presente esquema de carga
 implementado durante la operación normal, y
 La Fig. 11 muestra cinco parámetros operativos de una turbina eólica ejemplar con y sin el presente esquema de carga
 55 implementado durante altas turbulencias.

En el siguiente texto, las figuras se describirán una por una, y las diferentes partes y posiciones vistas en las figuras se numerarán con los mismos números en las diferentes figuras. No todas las partes y posiciones indicadas en una figura específica se discutirán necesariamente junto con esa figura.

60 **Lista de referencias**

1. Turbina eólica
2. Torre de turbina eólica
3. Góndola
4. Mecanismo de guiñada

- 5. Palas de turbina eólica
- 6. Buje del rotor
- 7. Mecanismo de cabeceo
- 8. Extremo de la punta
- 5 9. Raíz de pala
- 20. Borde de ataque
- 11. Borde posterior
- 12. Sistema de control de turbina eólica

- 13. Sensor de vibración
- 10 14. Unidades de sensor
- 15. Controlador
- 16. Mecanismo de frenado
- 17. Módulo indicador de gravedad

- 18. Indicador de gravedad
- 15 19. Tabla de consulta
- 20. Parámetro límite operativo
- 21. Generador de punto de ajuste
- 22. Parámetro operativo
- 23. Señal de operación
- 20 24. Nivel operativo
- 25. Valor umbral
- 26. Banda
- 27. Primer valor umbral
- 28. Segundo valor umbral

25 **Descripción detallada de la invención**

La Fig. 1 muestra una turbina eólica 1 comprendiendo una torre de turbina eólica 2 y una góndola 3 dispuesta en la parte superior de la torre de la turbina eólica 2. Un mecanismo de guiñada 4 está dispuesto entre la góndola 3 y la torre de turbina eólica 2 y configurado para orientar la góndola 3 alrededor de un eje de guiñada y en un ángulo de guiñada. Un rotor comprendiendo al menos dos palas de turbina eólica 5 y un buje está dispuesto de forma giratoria con respecto a la góndola 3 y conectado a un tren de accionamiento en la turbina eólica 1 a través de un eje de rotor. Las palas de turbina eólica 5 están conectadas a un buje de rotor 6 a través de un mecanismo de cabeceo 7. El mecanismo de cabeceo 7 está configurado para cabecear cada pala de la turbina eólica 5 alrededor de un eje de cabeceo en un ángulo de cabeceo.

Cada pala de turbina eólica 5 se extiende desde un extremo de punta 8 hasta una raíz de pala 9 y más allá desde un borde de ataque 10 hasta un borde posterior 11. La pala de turbina eólica 5 tiene una carcasa de pala que tiene un perfil aerodinámico que define un lado de presión y un lado de succión.

40 La turbina eólica 1 comprende un sistema de control de turbina eólica 12, que comprende un controlador 15 configurado para controlar la operación de la turbina eólica 1 y una serie de unidades de sensor 14 configuradas para una serie de parámetros operativos. Cada unidad de sensor 14 está en comunicación con el controlador 15 a través de una conexión cableada o inalámbrica. Dichas unidades de sensor 15 comprenden al menos uno de un sensor de ángulo de cabeceo, un sensor de par, un sensor de velocidad de rotación, un sensor de empuje, un sensor de velocidad del viento o sensores adecuados. Además, una unidad de sensor de vibración 13 está dispuesta en la parte superior de la turbina eólica y configurada para medir las vibraciones de la turbina eólica 1. Aquí, el sensor de vibración 13 está dispuesto en la torre de la turbina eólica 2, pero puede colocarse en cualquier lugar en la parte superior de la turbina eólica 1.

50 55 Un sistema de frenado está dispuesto con respecto al rotor o al eje de rotación y comprende un mecanismo de frenado 16 configurado para frenar la velocidad de rotación del rotor. El sistema de frenado está conectado al controlador 15, donde el controlador 15 controla la operación del sistema de frenado. Además, el controlador 15 está conectado y controla la operación de un sistema de cabeceo para cabecear las palas de la turbina eólica 5, donde el mecanismo de cabeceo 7 forma parte del sistema de cabeceo.

La Fig. 2 muestra una primera realización del esquema de control de carga que se implementa en el controlador 15 del sistema de control de la turbina eólica 12.

60 65 Las vibraciones se miden en tiempo real y la señal del sensor de vibración 113 se introduce en un módulo indicador de gravedad 17 que calcula un indicador de gravedad 18 en base a la señal de vibración. Se aplica una función de transformación, por ejemplo, una función FFT, a la señal de vibración medida antes de realizar un análisis de espectro para determinar el indicador de gravedad 18. Aquí, el indicador de gravedad 18 se calcula como un parámetro de carga de fatiga. Esto permite una medición indirecta fiable de la turbulencia sin el uso de sensores de turbulencia.

El controlador 15 utiliza una tabla de consulta 19 en esta realización no reivindicada para determinar un parámetro

límite operativo 20 para un parámetro operativo particular de la turbina eólica 1. El parámetro límite operativo 20 se introduce en un generador de punto de ajuste 21 que genera una señal de control en base a la salida de la tabla de consulta 19. En este caso, la señal de control es una señal de control del ángulo de cabeceo Θ . La señal de control es utilizada por el controlador 15 para controlar la operación de la turbina eólica 1. Esto permite que el presente esquema de carga solo se active en situaciones críticas sin afectar la AEP.

La Fig. 3 muestra una segunda realización no reivindicada del presente esquema de control de carga donde el indicador de gravedad 18 se utiliza para determinar un múltiplo de señales de control. Aquí, el indicador de gravedad 18 es utilizado por el controlador 15 para determinar un primer parámetro límite operativo 20' utilizando una primera tabla de consulta 19'. El primer parámetro límite operativo 20' se introduce en un primer generador de punto de ajuste 21' que genera una primera señal de control, por ejemplo, la señal de control de cabeceo Θ .

De manera similar, el indicador de gravedad 18 es utilizado por el controlador 15 para determinar un segundo parámetro límite operativo 20" utilizando una segunda tabla de consulta 19". El segundo parámetro límite operativo 20" se introduce en un segundo generador de punto de ajuste 21" que genera una segunda señal de control, por ejemplo, una señal de control de velocidad de rotación ω .

Además, el indicador de gravedad 18 es utilizado por el controlador 15 para determinar un tercer parámetro límite operativo 20''' utilizando una tercera tabla de consulta 19'''. El tercer parámetro límite operativo 20''' se introduce en un tercer generador de punto de ajuste 21''' que genera una tercera señal de control, por ejemplo, una señal de control de par τ .

Según la invención, en lugar de utilizar una tabla de consulta 19, 19', 19", 19''', el controlador 15 determina el parámetro límite operativo 20, 20', 20", 20''' según la señal del indicador de gravedad 18.

La Fig. 4 muestra un gráfico de ejemplo de un ajuste de pico de un parámetro operativo 22 medido de la turbina eólica 1 usando una de las unidades de sensor 14. El eje X indica una señal operativa 23 de la turbina eólica 1 y el eje Y indica el nivel operativo 24 o la amplitud del parámetro operativo 22.

Aquí, la función anterior aplicada al indicador de gravedad 18 actúa como un ajuste de picos que se activa cuando el parámetro operativo 22 excede un valor umbral predeterminado 25. El ajuste máximo se aplica dentro de una banda 26 definida por la duración en que el parámetro operativo permanece por encima del valor umbral 25.

El ancho de banda puede variar dependiendo del valor umbral seleccionado. En un ejemplo, el valor umbral puede determinarse como un porcentaje de la amplitud máxima del parámetro operativo 22.

La Fig. 5 muestra una gráfica ejemplar del parámetro límite operativo 20 dividido en una cantidad de zonas definidas por un conjunto de valores umbral. El eje X indica el indicador de gravedad 18 y el eje Y indica el nivel de gravedad o amplitud. El intervalo del indicador de gravedad 18 se divide en tres zonas por un primer valor umbral 27 y un segundo valor umbral 28, como se indica en la Fig. 5.

El primer valor umbral 27 y cero definen una zona de carga baja en la que el límite superior del parámetro operativo 22 se reduce a un primer parámetro límite operativo 20'. En este modo, la turbina eólica 1 funciona en un modo de alerta para que la turbina eólica 1 pueda detectar y reaccionar a condiciones de ráfaga de viento extremas.

Los valores umbral primero y segundo 27, 28 definen una zona de operación normal en la que el parámetro límite operativo 20 se establece en un tercer parámetro límite operativo 20''' que indica un límite superior máximo. En este modo, la turbina eólica 1 se hace funcionar para producir la máxima energía.

El segundo valor umbral 28 y superior definen una zona de carga alta en la que el límite superior del parámetro operativo 22 se reduce a un segundo parámetro límite operativo 20".

En este modo, la turbina eólica 1 se opera en un modo de carga reducida donde las cargas extremas se reducen dentro de condiciones de operación seguras.

La Fig. 6 muestra un gráfico ejemplar de los valores umbral sintonizados del parámetro límite operativo 20 utilizando una técnica de sintonización rápida. Aquí, los valores umbral se ajustan utilizando mediciones previas o simuladas de la turbina eólica 1.

Los valores umbral primero y segundo y los diferentes niveles del parámetro límite operativo 20 dentro de las diferentes zonas se ajustan para que el presente esquema de carga solo se active en situación crítica mientras tiene un efecto mínimo en otras situaciones, como se indica en la Fig. 7.

En la Fig. 6, los diferentes valores del parámetro límite operativo 20 se ajustan utilizando solo estadísticas. Sin embargo, los valores del parámetro límite operativo 20 también pueden ajustarse utilizando una técnica de ajuste avanzada, como se indica en la Fig. 7.

La Fig. 7 muestra cuatro gráficos ejemplares de los umbrales sintonizados del parámetro límite operativo 20 utilizando diferentes técnicas de sintonización. Como se ilustra en la Fig. 7, los valores límite superiores del parámetro límite operativo 20 en las diferentes zonas se ajustan para que el presente esquema de carga solo se active en situaciones críticas. De manera similar, los valores umbral primero y segundo 27, 28 están ajustados de manera que el ancho de banda de cada zona está adaptado a los ajustes y configuraciones de la turbina eólica 1.

La Fig. 8 muestra una gráfica de un parámetro operativo medido 22' de una turbina eólica de campo ejemplar 1' en la que se implementa el presente esquema de carga. En este caso, la línea de puntos indica el parámetro límite operativo 20' implementado en esa turbina eólica 1'.

Aquí, el eje X indica el indicador de gravedad 18 y el eje Y indica el nivel o la amplitud del parámetro operativo 22'.

Como se ilustra, el parámetro operativo 22' sigue los valores del parámetro límite operativo 20'. Esto indica que el presente esquema de carga no afecta a la AEP, cuando se activa.

La Fig. 9 muestra cinco parámetros operativos de una turbina eólica ejemplar 1" con y sin el presente esquema de carga implementado durante bajas turbulencias. En esta situación, la turbina eólica 1" funciona en el modo de carga baja.

Los gráficos 30 indican los parámetros operativos de la turbina eólica 1" con el presente esquema de carga implementado. Los gráficos 31 indican los parámetros operativos de la turbina eólica 1" sin el presente esquema de carga implementado.

Como se indica en los gráficos inferiores 30, 31 de la fig. 9, el espacio libre de punta a torre aumenta (marcado por la flecha 29) con el presente esquema de carga. Por lo tanto, el peso y los costes de las palas de turbina eólica 5 pueden reducirse ya que no se necesita resistencia estructural adicional. La Fig. 10 muestra cinco parámetros operativos de la turbina eólica 1" con y sin el presente esquema de carga implementado durante la operación normal. Como se indica en las gráficas 30, la turbina eólica 1" se sometió a condiciones extremas de ráfaga de viento en este modo.

Estas condiciones extremas de ráfaga de viento se detectaron (marcadas por la flecha 32) mediante el presente esquema de carga y los parámetros operativos 22 de la turbina eólica 1" se restringieron según los parámetros límite operativos 20. Por lo tanto, el presente esquema de carga también actúa como una característica de seguridad para la operación de la turbina eólica.

La Fig. 11 muestra cinco parámetros operativos de la turbina eólica 1" con el presente esquema de carga implementado durante altas turbulencias. Como se indica en los gráficos 30, el presente esquema de carga solo se activó en situaciones de carga crítica.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de control de una turbina eólica (1) por medio de mediciones de turbulencia indirectas, comprendiendo la turbina eólica (1) una torre de turbina eólica (2), una góndola (3) dispuesta en la parte superior de la torre de la turbina eólica (2), un rotor con al menos dos palas de turbina eólica (5) dispuestas de manera giratoria con respecto a la góndola (3), y un sistema de control de turbina eólica (12) comprendiendo un controlador (15) y una unidad de sensor (13, 14), donde el controlador (15) está configurado para controlar la operación de la turbina eólica (1), y la unidad de sensor (13, 14) está conectada eléctricamente al controlador (15) y configurada para medir una señal de vibración de la turbina eólica (1), donde la unidad de sensor (13, 14) comprende un sensor de vibración (13), donde el procedimiento comprende las etapas de:

- medir una señal de vibración de la turbina eólica (1) indicativa de turbulencia mediante el uso del sensor de vibración (13),
- calcular un indicador de gravedad (18) en base a la señal de vibración, donde el indicador de gravedad (18) es una señal indicativa del nivel de gravedad de las vibraciones actuales de la turbina eólica (1),
- determinar un parámetro límite operativo (20) en base al indicador de gravedad (18), donde el parámetro límite operativo (20) indica un límite mínimo o máximo de un intervalo operativo de un parámetro operativo (22) de la turbina eólica (1),
- determinar una señal de control para controlar el parámetro operativo (22) en base al parámetro límite operativo (20), y
- controlar la operación de la turbina eólica (1) según la señal de control, donde la etapa de determinar un parámetro límite operativo (20) comprende,
- dividir un intervalo del indicador de gravedad (18) en zonas operativas definidas por valores umbral (27, 28), donde los valores umbral (27, 28) comprenden un primer valor umbral (27) y un segundo valor umbral (28), y
- comparar el indicador de gravedad (18) con los valores umbral (27, 28), donde

si el indicador de gravedad (18) está por debajo del primer valor umbral (27), se determina un primer parámetro límite operativo (20'), a continuación la turbina eólica se opera en un modo de alerta, y la turbina eólica se pone en un modo de operación reducida para detectar cualquier ráfaga de viento extrema; y
 si el indicador de gravedad (18) está por encima del segundo valor umbral (28), se determina un segundo parámetro límite operativo (20''), a continuación, la turbina eólica se opera en un modo de carga reducida, y la operación de la turbina eólica se reduce para reducir las cargas extremas.

2. El procedimiento según la reivindicación 1, **caracterizado porque** la señal de vibración se mide en una parte superior de la turbina eólica (1).

3. El procedimiento según la reivindicación 1 o 2, **caracterizado porque** las vibraciones se miden en tiempo real.

4. El procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, **caracterizado porque** el indicador de gravedad (18) se calcula dentro de un período de tiempo predeterminado.

5. El procedimiento según la reivindicación 1, **caracterizado porque** se determina una primera señal de control basándose en el primer parámetro límite operativo (20'), donde la turbina eólica (1) funciona en un primer modo según la primera señal de control.

6. El procedimiento según la reivindicación 1, **caracterizado porque** se determina una segunda señal de control basándose en el segundo parámetro límite operativo (20''), donde la turbina eólica (1) funciona en un segundo modo según la segunda señal de control.

7. El procedimiento según la reivindicación 1, **caracterizado porque** se determina un tercer parámetro límite operativo (20''') si el indicador de gravedad (18) está por encima del primer valor umbral (27) y por debajo del segundo valor umbral (28).

8. El procedimiento según la reivindicación 7, **caracterizado porque** se determina una tercera señal de control basándose en el tercer parámetro límite operativo (20'''), donde la turbina eólica (1) se controla en un modo de operación normal según la tercera señal de control.

9. Una turbina eólica (1) comprendiendo:

- una torre de turbina eólica (2),
- una góndola (3) dispuesta en la parte superior de la torre de turbina eólica (2),
- un rotor con al menos dos palas de turbina eólica (5) dispuestas de forma giratoria con respecto a la góndola (3),
- un sistema de control de turbina eólica (12) comprendiendo un controlador (15) y una unidad de sensor (13, 14), donde la unidad de sensor (13, 14) comprende un sensor de vibración (13), donde el controlador (15) está configurado para controlar la operación de la turbina eólica (1), la unidad de sensor (13, 14) está conectada

eléctricamente al controlador (15) y el sensor de vibración (13) está configurado para medir una señal de vibración de la turbina eólica (1),

5 - donde el controlador (15) está configurado además para calcular un indicador de gravedad (18) basado en la señal de vibración, para determinar un parámetro límite operativo (20) según el indicador de gravedad (18), donde el indicador de gravedad (18) es una señal indicativa del nivel de gravedad de las vibraciones actuales de la turbina eólica (1), y el parámetro límite operativo (20) indica un límite mínimo o máximo de un intervalo operativo de un parámetro operativo (22) de la turbina eólica (1),

10 - donde el controlador (15) está configurado además para determinar una señal de control para controlar el parámetro operativo (22) basado en el parámetro límite operativo (20), y para controlar la operación de la turbina eólica (1) según la señal de control,

donde el controlador (15) está configurado además para determinar el parámetro límite operativo (20) según el indicador de gravedad (18) mediante:

15 - dividir un intervalo del indicador de gravedad (18) en zonas operativas definidas por valores umbral (27, 28), donde los valores umbral (27, 28) comprenden un primer valor umbral (27) y un segundo valor umbral (28),

- comparar el indicador de gravedad (18) con los valores umbral (27, 28), y

20 - si el indicador de gravedad (18) está por debajo del primer valor umbral (27), se determina un primer parámetro límite operativo (20'), a continuación la turbina eólica se opera en un modo de alerta, y la turbina eólica se pone en un modo de operación reducido para detectar cualquier ráfaga de viento extrema; y

- si el indicador de gravedad (18) está por encima del segundo valor umbral (28), se determina un segundo parámetro límite operativo (20''), a continuación la turbina eólica (1) se opera en un modo de carga reducida, y la operación de la turbina eólica (1) se reduce para reducir las cargas extremas.

25 **10.** La turbina eólica según la reivindicación 9, **caracterizada porque** el sensor de vibración (13) está dispuesto en una parte superior de la turbina eólica (1), donde el sensor de vibración (13) está configurado para medir al menos una de las aceleraciones, velocidades o desplazamientos en al menos una dirección.

30 **11.** La turbina eólica según la reivindicación 9, **caracterizada porque** el controlador (15) está configurado para calcular el indicador de gravedad utilizando al menos uno de un contador cíclico, un algoritmo de RMS o un algoritmo de promediado.

35 **12.** La turbina eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 9 a 11, **caracterizada porque** la señal de control es al menos una de una señal de control de cabeceo (Θ), una señal de control de empuje, una señal de control de par (T) o una señal de control de velocidad rotacional (ω).

40 **13.** La turbina eólica según la reivindicación 9, **caracterizada porque** el controlador (15) está configurado para determinar un tercer parámetro límite operativo (20'') si el indicador de gravedad (18) está por encima del primer valor umbral (27) y por debajo del segundo valor umbral (28).

14. La turbina eólica según la reivindicación 13, **caracterizada porque** el controlador (15) está configurado para determinar una tercera señal de control basada en el tercer parámetro límite operativo (20''), donde la turbina eólica (1) se controla en un modo de operación normal según la tercera señal de control.

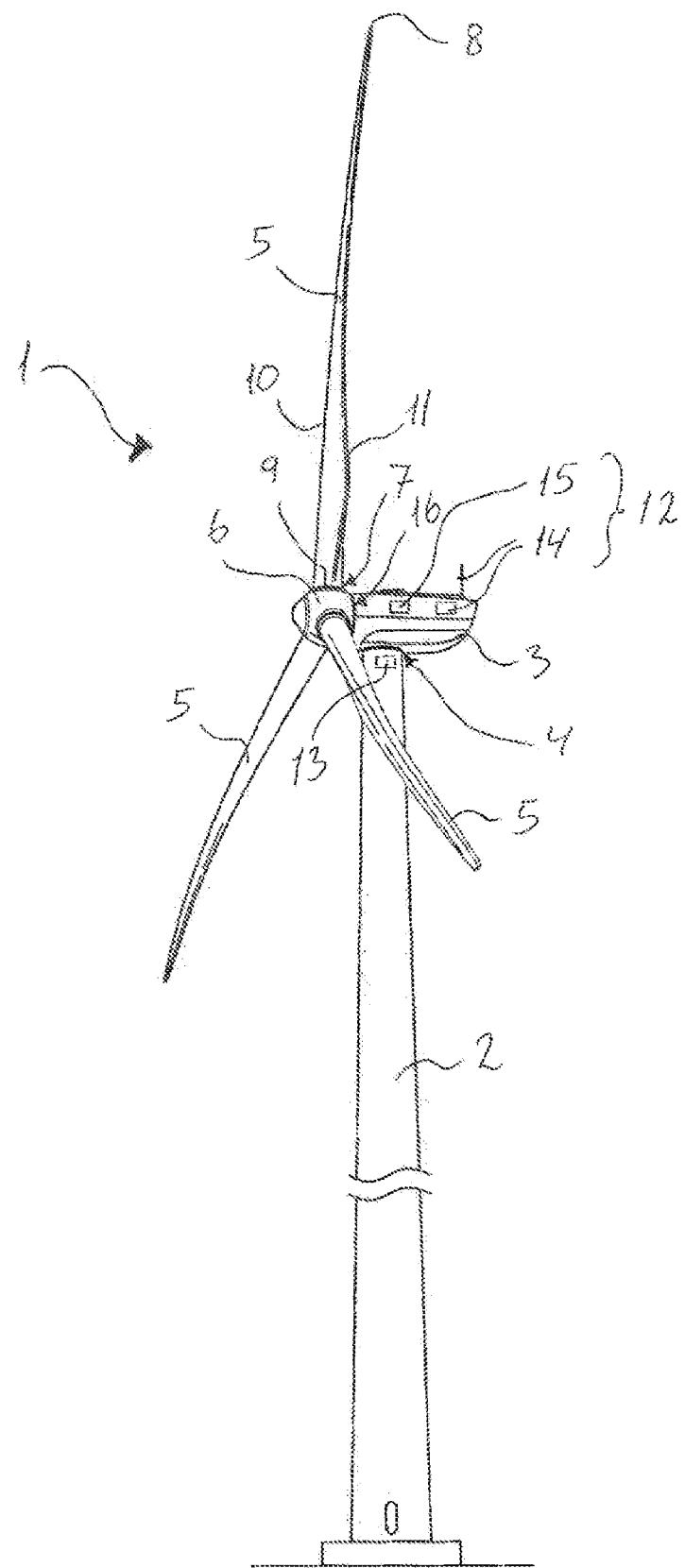


Fig. 1

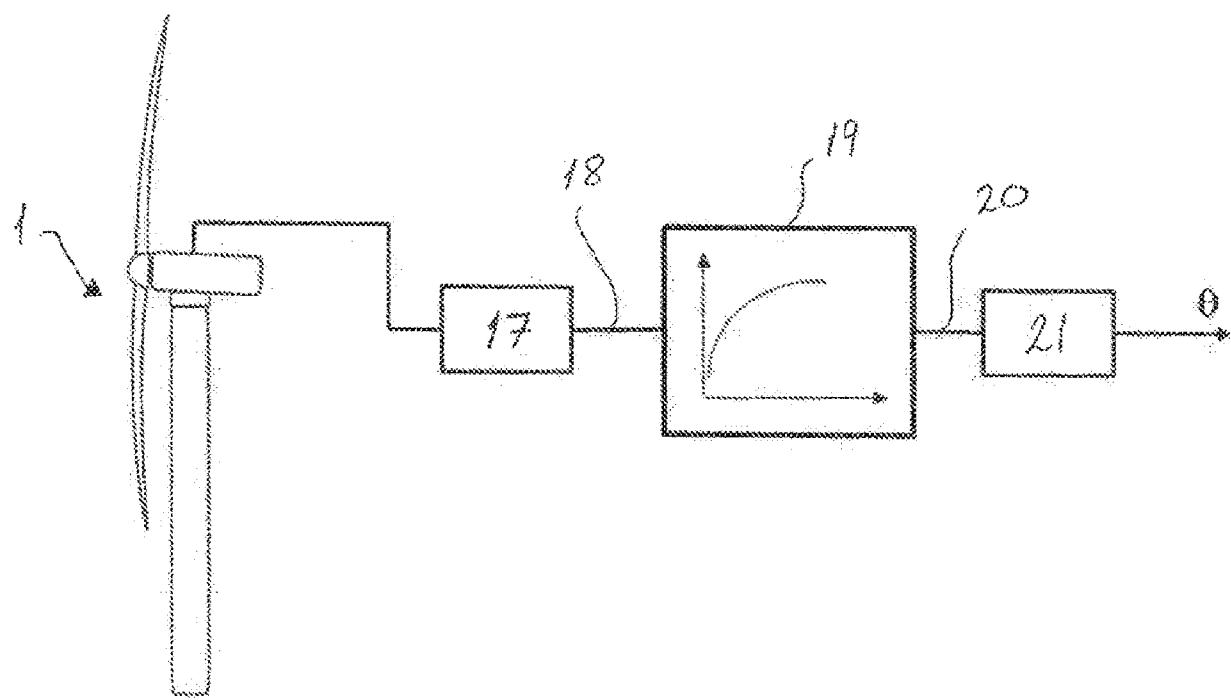


Fig. 2

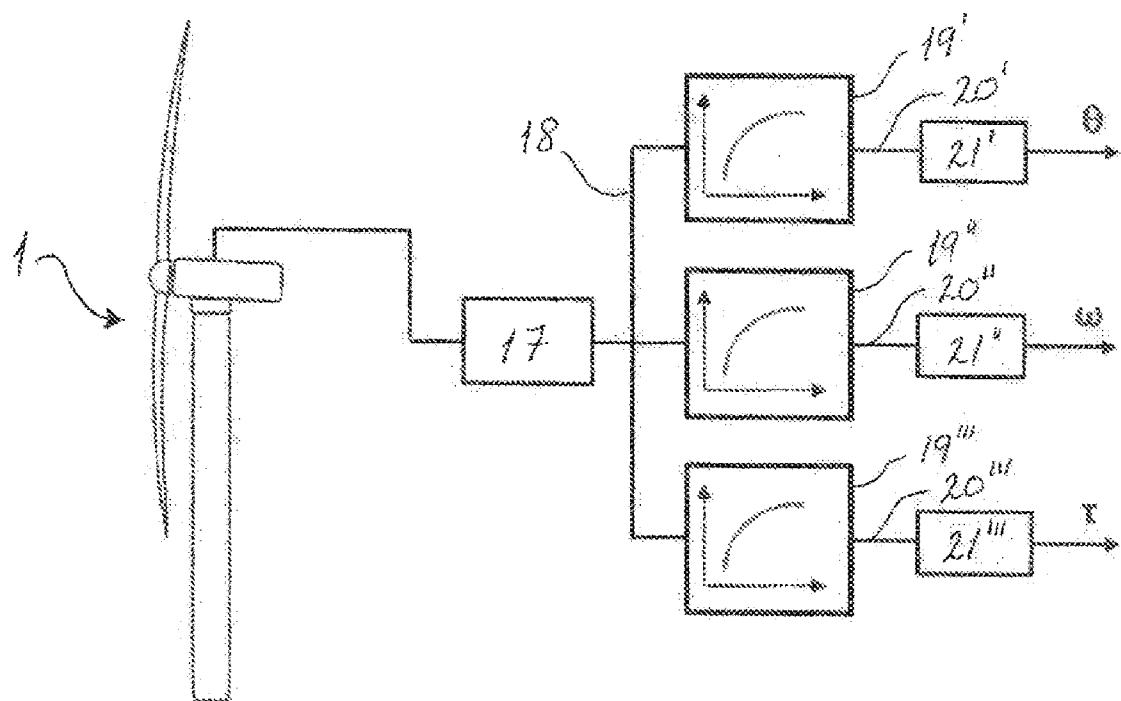


Fig. 3

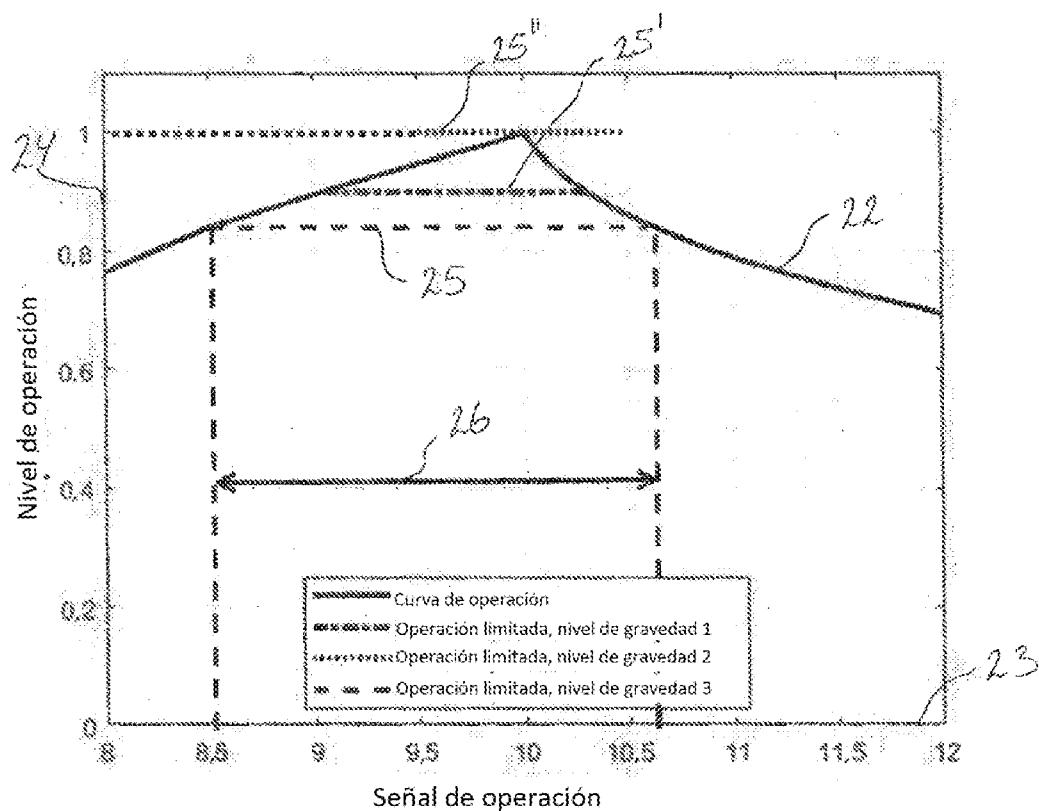


Fig. 4

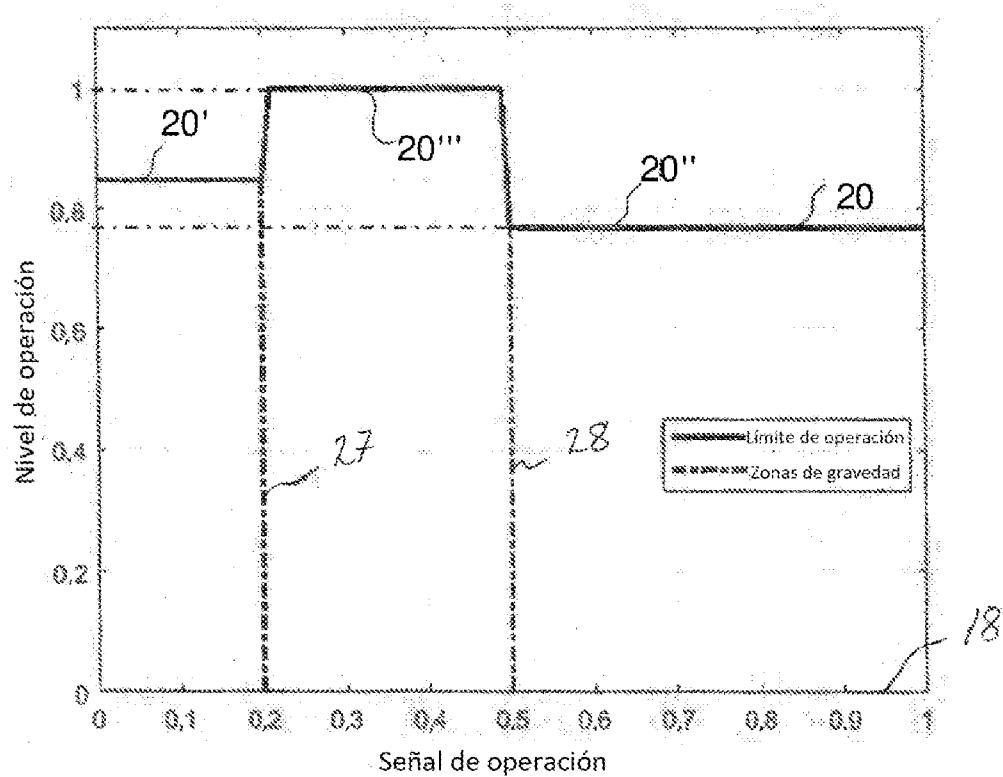


Fig. 5

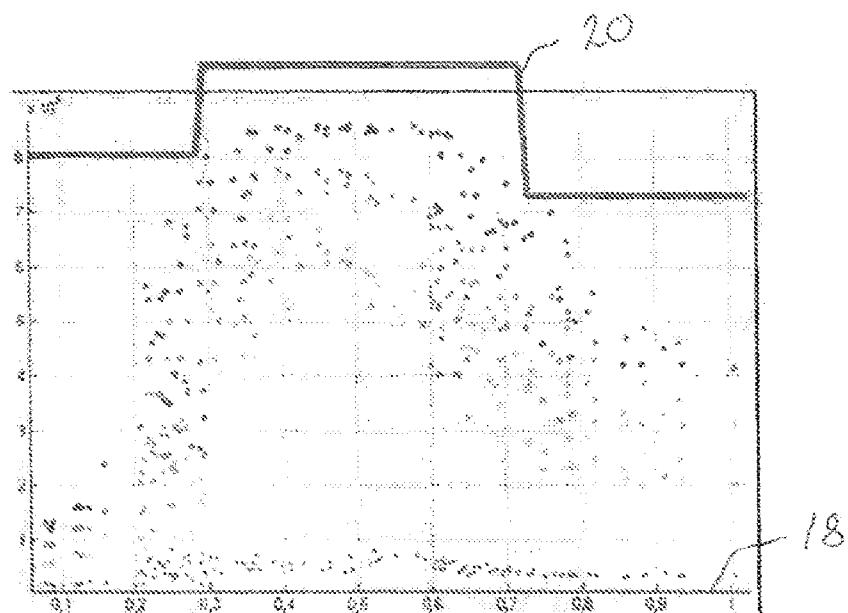


Fig. 6

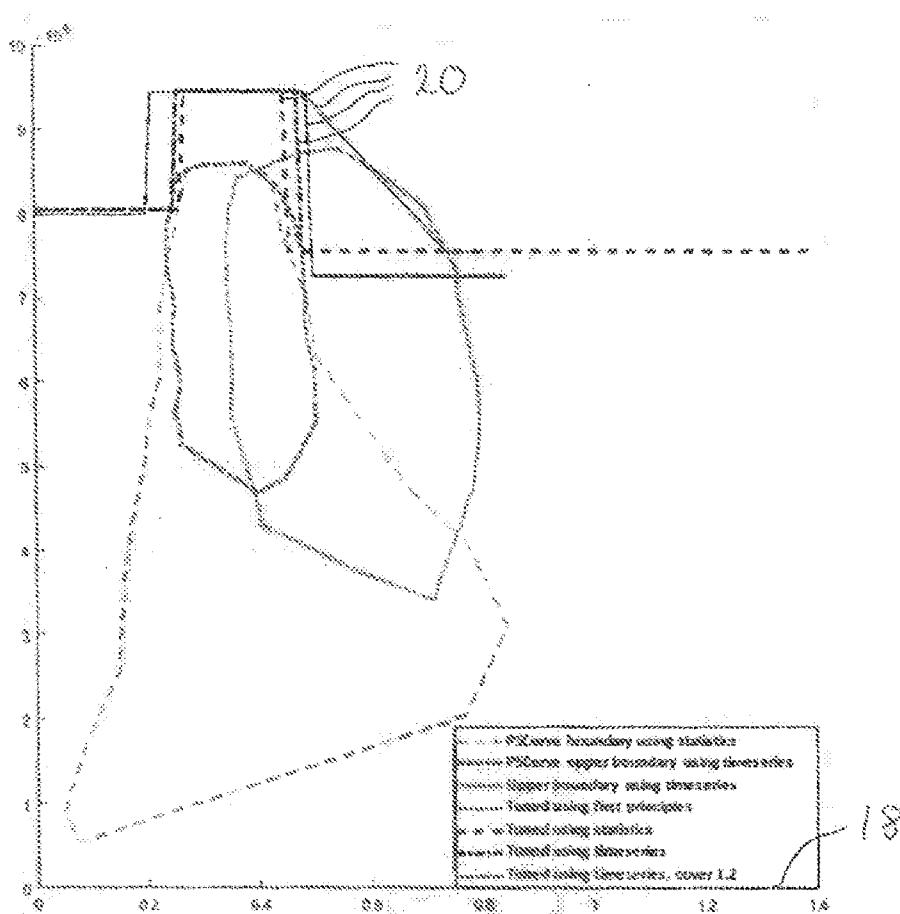


Fig. 7

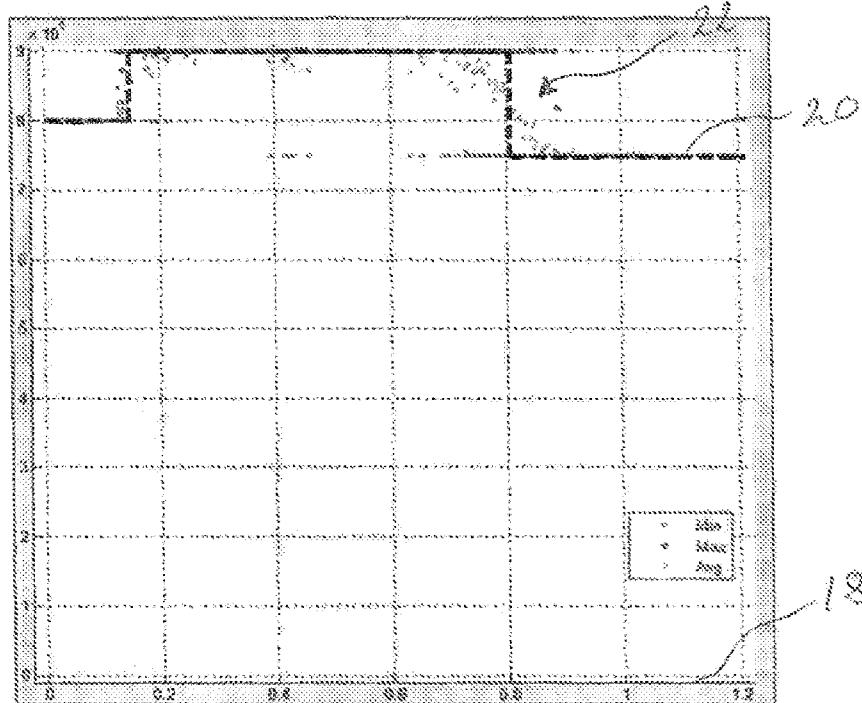


Fig. 8

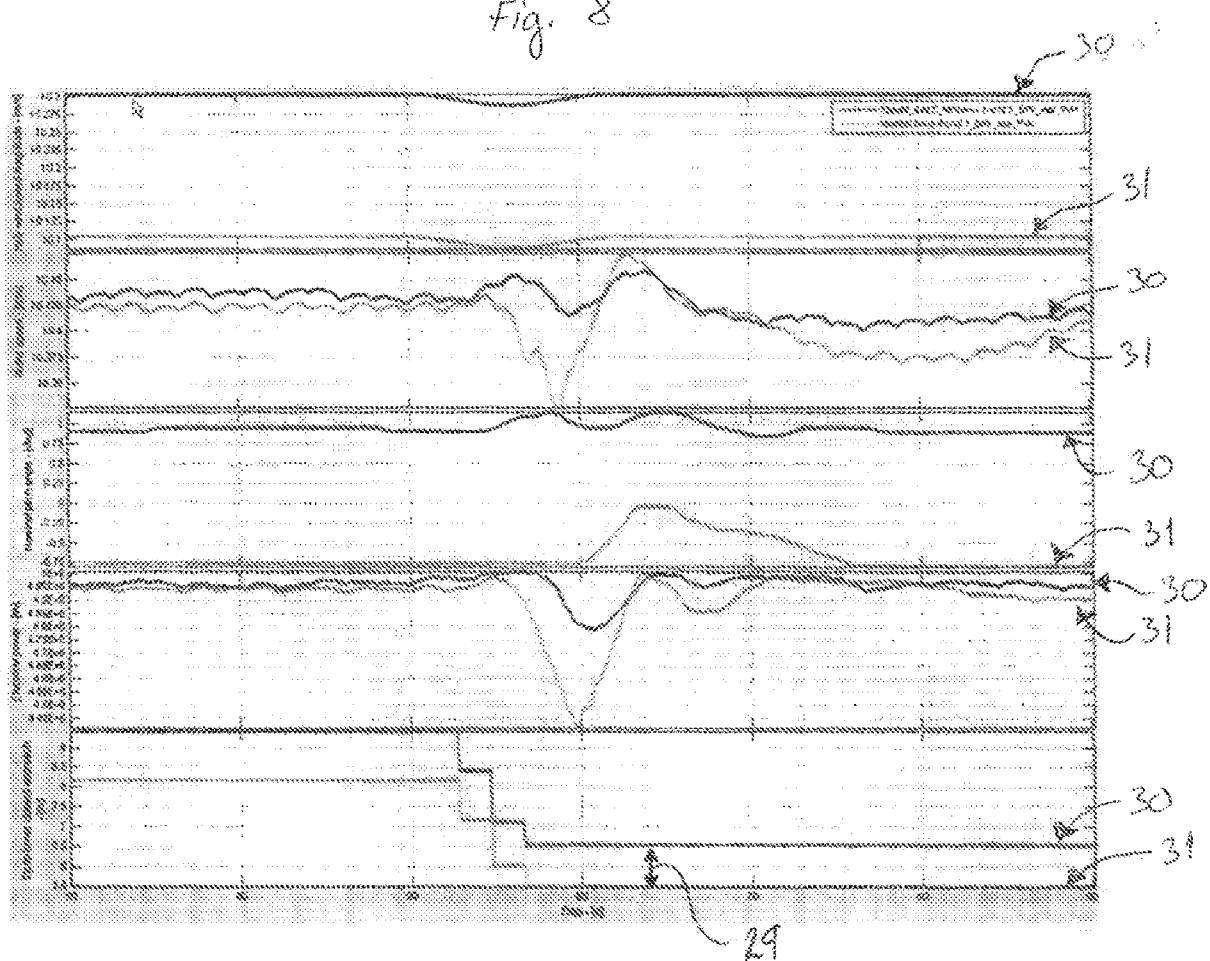


Fig. 9

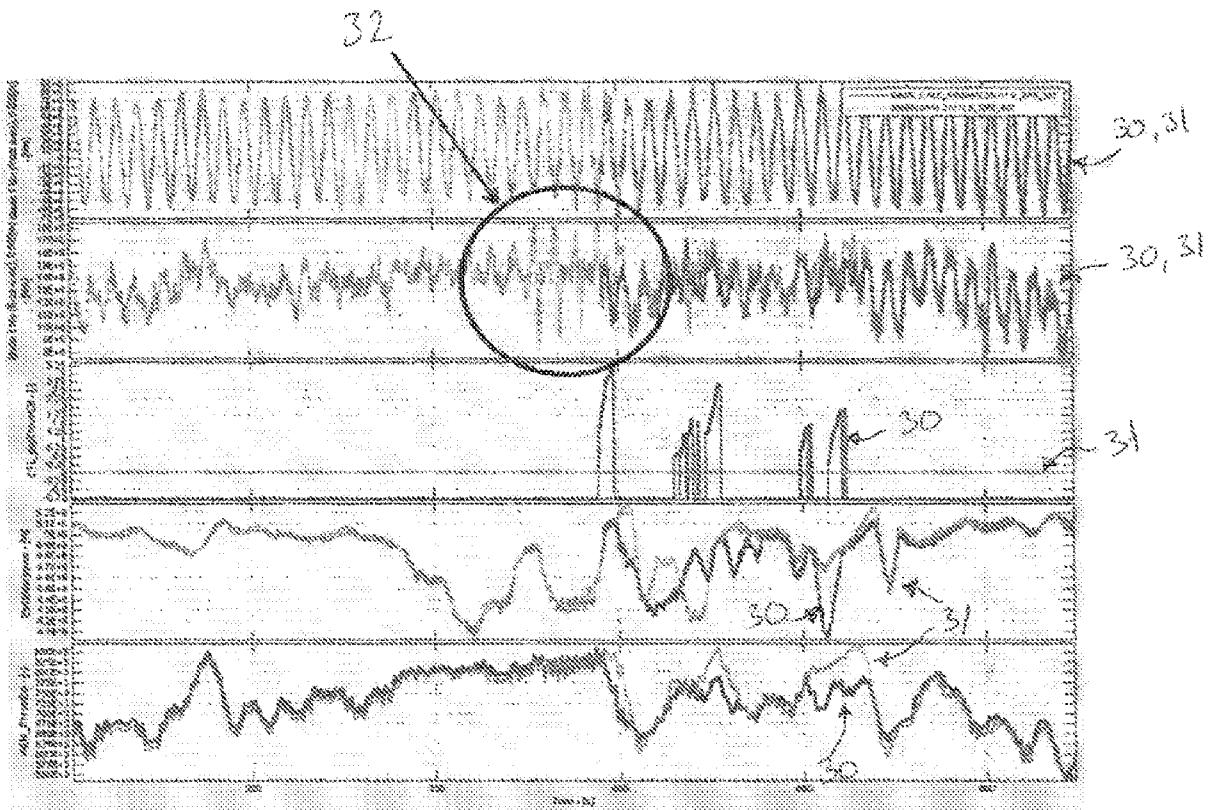


Fig. 10

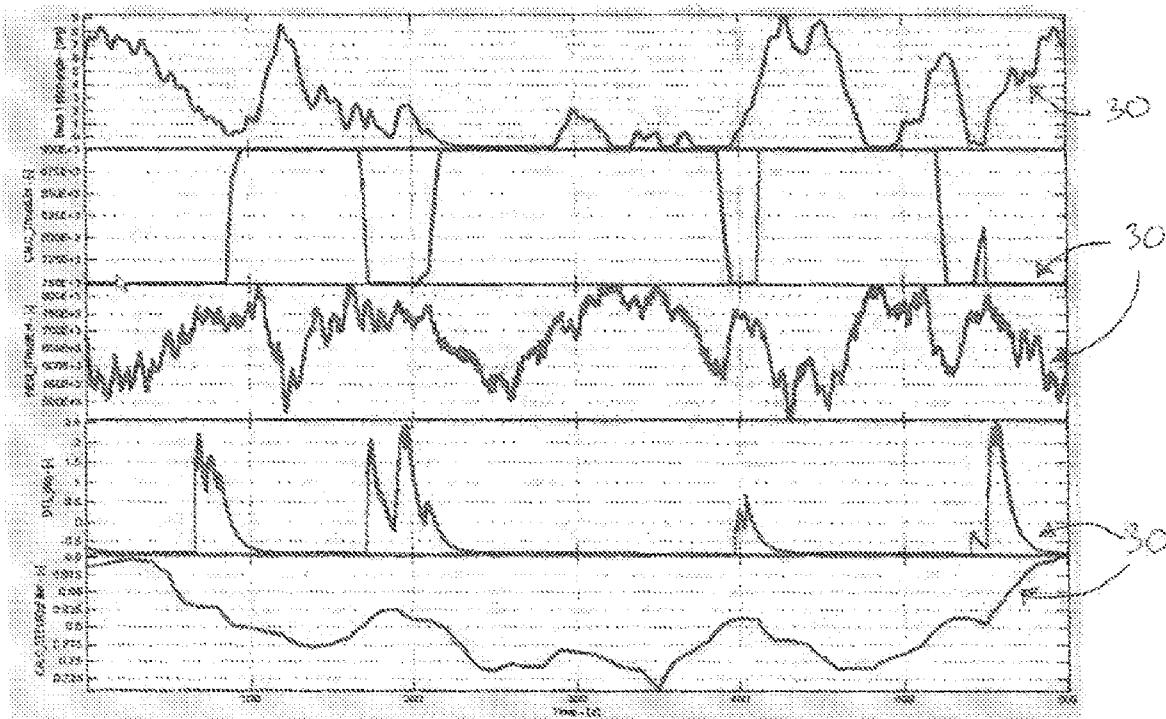


Fig. 11