

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 805 960**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 17/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **17.05.2017 PCT/DK2017/050159**
- 87 Fecha y número de publicación internacional: **23.11.2017 WO17198271**
- 96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.05.2017 E 17727098 (0)**
- 97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.07.2020 EP 3458711**

54 Título: **Control de ruido de turbina eólica**

30 Prioridad:

**18.05.2016 DK 201670328**

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

**16.02.2021**

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)**

**Hedeager 42**

**8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**GUPTA, MRANAL**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

ES 2 805 960 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**

Control de ruido de turbina eólica

**5 Campo técnico**

La presente invención se refiere al análisis y al control de la emisión de ruido de turbinas eólicas y, particularmente, a la emisión de ruido tonal.

**10 Antecedentes**

La emisión de ruido de las turbinas eólicas es un problema sobradamente conocido y ha sido objeto de un extenso trabajo. El procedimiento para medir el ruido acústico de la turbina eólica se describe en la tercera edición de la norma internacional IEC 61400-11.

15 La emisión de ruido de una turbina eólica incluye tanto ruido mecánico, también conocido como ruido estructural (SBN, por sus siglas en inglés) y ruido aerodinámico. El ruido mecánico incluye el ruido producido por componentes dentro de la góndola, tales como el multiplicador de la turbina eólica. El ruido aerodinámico proviene de las palas de la turbina eólica e incluye, por ejemplo, ruido debido al desprendimiento de vórtices. También es posible que las palas de la  
20 turbina irradien ruido mecánico a los alrededores.

El espectro de ruido producido por una turbina eólica incluye tanto el ruido de banda ancha como el ruido a frecuencias distintas. El ruido a frecuencias distintas, conocido como ruido tonal, se percibe a menudo como más molesto para los vecinos de las turbinas eólicas y es más probable que sea objeto de quejas sobre ruido. Por desgracia, es difícil  
25 predecir cuándo producirá una turbina eólica ruido tonal y cuándo el ruido tonal será audible para los vecinos de la turbina eólica, ya que esto puede depender de una amplia variedad de factores. Esto a su vez hace que sea difícil evaluar y actuar sobre las quejas acerca del ruido hechas por los vecinos, y ajustar el funcionamiento de las turbinas eólicas para evitar o reducir la producción de ruido tonal.

30 La patente europea número 2337952 describe sistemas y métodos para controlar la emisión de ruido de turbinas eólicas en parques eólicos. Estos métodos incluyen la medición de la velocidad y dirección del viento y su uso para producir un modelo de emisión de ruido de turbinas eólicas para predecir el ruido en función de la posición geográfica de las turbinas, la posición geográfica de un punto de emisión de ruido y los parámetros operativos de las turbinas eólicas. El funcionamiento de las turbinas eólicas en el parque eólico se controla para evitar que el ruido previsto  
35 supere un umbral predeterminado. Tal y como se ha explicado anteriormente, el ruido tonal es difícil de predecir. Los modelos de emisión de ruido tales como los descritos en el documento EP 2337952 son menos efectivos para predecir el ruido tonal e identificar eventos de ruido tonal.

40 La técnica anterior adicional aparece descrita en los documentos US 2014/193257 A1, US 2007/031237 A1 y US 2009/169378 A1.

Por lo tanto, un objeto de la presente invención es proporcionar un método para analizar la emisión de ruido de las turbinas eólicas que sea eficaz para el ruido tonal, y un método para controlar el funcionamiento de las turbinas eólicas para reducir o evitar la producción de ruido tonal.  
45

**Sumario de la invención**

50 La invención está definida en las reivindicaciones independientes, a las que se hace referencia a continuación. Las características preferentes están detalladas en las reivindicaciones dependientes.

De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un método para controlar una turbina eólica para evitar la producción de ruido tonal. El método comprende la adquisición de datos de ruido que representan el ruido producido por una turbina eólica y la adquisición de datos a partir de una pluralidad de sensores de vibración posicionados en diferentes lugares alrededor de la turbina eólica. El método comprende además identificar una región  
55 de interés en los datos de ruido, siendo la región de interés candidata para contener el ruido tonal generado por la turbina eólica e identificar un sensor de vibración, cuyos datos se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés. El método comprende además ajustar uno o más parámetros operativos de la turbina eólica en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado.

60 El ajuste de los parámetros operativos de la turbina se puede realizar en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración al cumplir una o más condiciones predeterminadas, que indican que se está produciendo ruido tonal. Por ejemplo, opcionalmente, el método puede comprender además determinar un nivel de vibración de umbral para el sensor de vibración identificado, basándose el umbral en el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado en la región de interés, y ajustando uno o más parámetros operativos de la turbina eólica en  
65 respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado que excede el umbral.

La identificación de un sensor de vibración puede incluir la identificación de uno o más sensores de vibración, los datos para cada uno de los cuales se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés. El método puede comprender además determinar un nivel de vibración de umbral para cada uno de los sensores de vibración identificados, basándose el umbral en el nivel de vibración detectado por el respectivo sensor de vibración identificado en la región de interés, y ajustando uno o más parámetros operativos de la turbina eólica cuando el nivel de vibración detectado por cada sensor de vibración identificado excede el umbral determinado respectivo.

Aunque las vibraciones en la turbina eólica generan ruido, los datos de nivel de vibración generalmente no se correlacionan bien con los datos de ruido que representan ruido audible lejos de la turbina y, por lo tanto, no son un indicador directo de ruido. Esto se debe en parte a que la relación entre vibración y ruido audible es muy compleja. Además de múltiples fuentes primarias de vibración, existen fuentes secundarias de vibración que están siendo impulsadas por fuentes primarias, y fuentes terciarias que son impulsadas por fuentes secundarias, etc. Las fuentes no primarias pueden, en algunos casos, ser más significativas, especialmente si la frecuencia de accionamiento corresponde a una frecuencia resonante de la fuente que se está accionando. Adicionalmente, la medida en que las vibraciones de diferentes fuentes y diferentes frecuencias se irradiarán a los alrededores como ruido varía significativamente, así como puede hacerlo la dirección de propagación. Aún adicionalmente, la manera en que se irradia el sonido puede variar significativamente dependiendo de los parámetros operativos de la turbina eólica, como las RPM, la velocidad del viento y la dirección del viento.

Sin embargo, los niveles de vibración pueden correlacionarse bien con los niveles de ruido audible en regiones relativamente estrechas de los datos de ruido, especialmente cuando el ruido incluye frecuencias distintas que destacan respecto del ruido de banda ancha. Por lo tanto, al identificar una región de interés en los datos de ruido que pueda corresponder al ruido tonal, y al correlacionar el ruido y la vibración específicamente en esta región de interés, es posible utilizar el nivel de vibración en un canal de sensor de vibración particular como un predictor de ruido tonal. Al determinar un nivel de vibración de umbral para el canal del sensor de vibración donde hay una correlación, la posible producción posterior de ruido tonal se puede identificar a partir de los datos de vibración, y los parámetros operativos de la turbina eólica se pueden ajustar para reducir o evitar la producción de ruido tonal.

Los parámetros operativos de la turbina eólica que se ajustan pueden ser uno o más de entre RPM, la salida de potencia y el ángulo de cabeceo de la pala.

Los parámetros operativos de la turbina eólica pueden ajustarse de modo que la operación de la turbina eólica permanezca dentro de una envolvente operativa predeterminada definida por una o más restricciones operativas predeterminadas, tales como una o más restricciones de ruido aerodinámico, restricciones de uso, restricciones de carga y restricciones de salida de potencia. Los parámetros operativos de la turbina eólica también pueden ajustarse para maximizar la salida de potencia mientras permanece dentro de la envolvente operativa.

En algunas realizaciones, el método puede comprender además la adquisición de datos de parámetros operativos de la turbina eólica que representan parámetros operativos de la turbina eólica, tales como RPM, salida de potencia, par, velocidad del viento y dirección del viento. Los datos de parámetro operativo de la turbina eólica pueden usarse para determinar un conjunto de parámetros operativos de la turbina eólica correspondientes a la región de interés.

Cuando se hayan adquirido datos de parámetros operativos de la turbina eólica, el método puede comprender además determinar intervalos para un conjunto de parámetros de turbina eólica en función de los parámetros operativos de la turbina eólica en la región de interés. Entonces puede determinarse cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el nivel de vibración de umbral determinado y los parámetros operativos de la turbina eólica están dentro de los intervalos determinados.

Se ha descubierto que la producción de ruido tonal y la audibilidad varían significativamente dependiendo de los parámetros operativos de una turbina eólica. Por lo tanto, a pesar de que los niveles de vibración de un sensor identificado pueden correlacionarse con el ruido en una región de interés, los niveles de vibración detectados por el sensor identificado pueden no solo ser un predictor confiable de la producción de ruido tonal y/o audibilidad. Al determinar un conjunto de parámetros operativos de la turbina eólica para los cuales el nivel de vibración y el nivel de ruido se correlacionan, se puede hacer una predicción más precisa de la producción de ruido tonal y la audibilidad.

La región de interés puede identificarse determinando una variación de los niveles de ruido detectados en los datos de ruido indicativos de ruido tonal. En algunas realizaciones, la región de interés se identifica comparando un nivel de ruido máximo y un nivel de ruido mínimo presente en los datos de ruido asociados con uno o más parámetros de la turbina eólica. El uno o más parámetros de la turbina eólica pueden ser las RPM de la turbina eólica. En este caso, la región de interés puede ser un intervalo de RPM.

El método puede comprender además determinar una relación entre el nivel de ruido, el nivel de vibración para el sensor de vibración identificado y, cuando están disponibles los datos de parámetros operativos de la turbina eólica, uno o más parámetros operativos de la turbina eólica. La relación determinada se puede usar para estimar un nivel de ruido en función de un nivel de vibración para el sensor de vibración identificado, o para predecir un conjunto de parámetros operativos de la turbina eólica para los cuales es probable que la turbina eólica genere ruido tonal.

En algunas realizaciones, el método comprende además estimar un nivel de ruido producido por la turbina eólica y ajustar uno o más parámetros operativos de la turbina eólica en respuesta al nivel de ruido que excede un umbral de nivel de ruido predeterminado. La estimación puede hacerse en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado que excede el umbral de nivel de vibración, y puede hacerse determinando un nivel de ruido correspondiente al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado. En algunas realizaciones, la estimación puede hacerse determinando primero un nivel de ruido correspondiente al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado, y luego convirtiendo el nivel de ruido determinado en una estimación de audibilidad tonal de acuerdo con los métodos descritos en la sección 9.5 de la tercera edición de la norma IEC 61400-11.

En algunas realizaciones, el método comprende además estimar los niveles de ruido correspondientes a uno o más sensores de vibración adicionales. Uno o más parámetros de la turbina eólica se pueden ajustar cuando una suma ponderada de la estimación del nivel de ruido para el sensor de vibración identificado y las estimaciones del nivel de ruido para el uno o más sensores de vibración adicionales excede un umbral de ruido predeterminado. Las ponderaciones utilizadas en la suma ponderada pueden basarse en la fuerza de correlación entre los datos de ruido y los datos de vibración para los respectivos sensores de vibración en la región de interés.

Tomar una suma ponderada de las estimaciones de ruido correspondientes a múltiples sensores de vibración puede producir una estimación de ruido mejorada que explica mejor e incluye fuentes secundarias y terciarias de vibración y ruido, y que describe mejor las formas de los modos responsables de la tonalidad.

Las ubicaciones de los sensores de vibración, que pueden ser acelerómetros o galgas extensométricas, pueden ser uno o más de entre un multiplicador, un generador, una carcasa de rodamiento principal, un chasis principal, la parte superior de la torre o la raíz de pala de turbina de la turbina eólica. Los sensores de vibración pueden situarse ventajosamente cerca de los componentes de la turbina eólica que se espera que generen o provoquen vibraciones.

Los sensores de vibración pueden ser sensores asociados con un sistema de supervisión de condiciones (CMS, por sus siglas en inglés) asociado con la turbina. El uso de sensores de vibración con CMS preexistentes reduce la necesidad de instalar nuevos sensores de vibración para implementar la presente invención.

También se proporciona un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de generación eólica, estando configurado el controlador para llevar a cabo el método de análisis del ruido de la turbina eólica. El controlador puede estar configurado para enviar una notificación a un usuario remoto cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado. La notificación puede comprender los parámetros operativos de la turbina eólica registrada.

También se proporcionan una turbina eólica que comprende dicho controlador y una planta de energía eólica que comprende dicho controlador.

También se proporciona un programa informático que, cuando se ejecuta en un dispositivo informático, hace que se lleve a cabo el método de análisis de ruido de turbinas eólicas.

### Breve descripción de los dibujos

A continuación, se describirán ejemplos de la invención en mayor detalle con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 es una vista en perspectiva de un paisaje con una planta de energía eólica;

la figura 2 ilustra una turbina eólica moderna de gran tamaño;

la figura 3 ilustra una sección transversal simplificada de una góndola, tal como se ve desde el lateral;

la figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un método para analizar el ruido de las turbinas eólicas;

la figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra un método para controlar una turbina eólica para evitar la producción de ruido tonal;

la figura 6 ilustra datos de ruido ejemplares y un método para identificar una región de interés en los datos de ruido;

la figura 7 es un diagrama de flujo que ilustra un método para analizar el ruido de las turbinas eólicas; y

la figura 8 es un diagrama de flujo que ilustra un método para controlar una turbina eólica para evitar la producción de ruido tonal.

### Descripción detallada de las realizaciones preferentes

La figura 1 ilustra una planta de energía eólica (1) que incluye varias turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) y un área vecina (2) en la que el ruido de la turbina eólica es audible. A efectos de implementación de la presente invención, la planta de energía eólica (1) puede tener cualquier número de turbinas eólicas mayor o igual a uno, y las turbinas eólicas pueden ser modelos de turbinas eólicas conocidos en la técnica.

En las proximidades del área vecina (2), o cerca de una turbina eólica respectiva, hay un micrófono (20) configurado para capturar datos de ruido, incluidos datos representativos del ruido producido por una o más de las turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) de la planta de energía eólica. El micrófono captura datos de ruido en un amplio espectro de frecuencias y un período de tiempo extendido con una frecuencia adecuada de toma de muestras, por ejemplo, de acuerdo con el procedimiento descrito en la tercera edición de la norma IEC 61400-11.

Los datos de ruido capturados por el micrófono (20) se comunican desde el micrófono para su análisis. Por ejemplo, se puede comunicar a uno o más ordenadores (no mostrados) que analizan datos y/o controlan el funcionamiento de una o más de las turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) de la planta de energía eólica. Dichos ordenadores pueden ser internos o externos a la planta de energía eólica, y pueden estar asociados con una o más de las turbinas eólicas de la planta de energía eólica. Es decir, cada turbina eólica puede estar asociada con uno o más ordenadores dedicados, o una pluralidad de turbinas eólicas pueden compartir el uno o más ordenadores.

Mientras que la figura 1 solo muestra un micrófono (20), puede haber micrófonos adicionales en otras posiciones. Puede haber, por ejemplo, uno o más micrófonos para cada turbina eólica. Los datos de ruido para los micrófonos adicionales también se pueden comunicar para su análisis. Los canales separados de datos de ruido pueden tratarse de forma independiente o pueden agregarse para producir un único conjunto de datos de ruido. También se apreciará que mientras que la figura 1 muestra que el área vecina (2) es un área poblada, esto no es esencial. Los micrófonos pueden estar simplemente en una ubicación conocida, a una distancia conocida de las turbinas eólicas.

Los parámetros operativos de una o más turbinas eólicas (10a, 10b, 10c) también puede medirse mediante sensores apropiados y registrarse a lo largo del tiempo, tal y como se conoce en la técnica. Por ejemplo, la RPM, salida de potencia, el par de torsión y/o el ángulo de cabeceo de la pala de una turbina eólica se pueden registrar con el tiempo. La velocidad del viento y/o la dirección del viento en una turbina eólica también pueden registrarse con el tiempo. Los datos de los parámetros operativos de la turbina eólica representativos de cualquiera de estos parámetros pueden comunicarse para su análisis. Por ejemplo, los datos del parámetro operativo de la turbina eólica pueden comunicarse a lo(s) ordenador(es) al(a los) que se comunican los datos de ruido.

La figura 2 ilustra una turbina eólica moderna de gran tamaño (10) tal y como se conoce en la técnica, que comprende una torre 11 y una góndola de turbina eólica 13 posicionada en la parte superior de la torre. Las palas de turbina eólica (15) de un rotor de turbina (12) están montadas en un buje común (14) que está conectado a la góndola (13) a través del eje de baja velocidad que se extiende desde la parte frontal de la góndola. Las palas de turbina eólica (15) del rotor de la turbina (12) están conectadas al buje (14) a través de rodamientos de pala (16), permitiendo que las palas giren alrededor de su eje longitudinal. El ángulo de cabeceo de las palas (15) puede controlarse mediante accionadores lineales, motores paso a paso u otros medios para hacer girar las palas. La turbina eólica ilustrada (10) tiene tres palas de turbina (15), pero se apreciará que la turbina eólica podría tener otro número de palas tal como una, dos, cuatro, cinco o más.

La figura 3 ilustra una sección transversal simplificada de una góndola (13) de una turbina eólica (10), tal como se ve desde el lateral. La góndola (13) existe en una multitud de variaciones y configuraciones, pero en la mayoría de los casos comprende uno o más de los siguientes componentes: un multiplicador (131), un acoplamiento (no mostrado), alguna clase de sistema de frenado (132) y un generador (133). Una góndola puede incluir también un convertidor (134) (también llamado inversor) y equipo periférico adicional tal como equipo de gestión de la potencia adicional, cabinas de control, sistemas hidráulicos, sistemas de refrigeración y otros más.

De acuerdo con las realizaciones de la presente invención, los sensores de vibración se posicionan en diferentes lugares alrededor de la turbina eólica (10) para capturar datos de vibración representativos de los niveles de vibración en las posiciones respectivas. Los sensores de vibración son acelerómetros, galgas extensométricas u otros sensores conocidos en la técnica que sean adecuados para medir niveles de vibración. Puede haber cualquier cantidad de sensores de vibración, normalmente diez, quince, veinte o más.

Los sensores de vibración se pueden colocar en cualquier lugar cerca de la turbina eólica (10), pero están situados preferentemente cerca de componentes de la turbina eólica que se espera que generen o provoquen vibraciones. Por ejemplo, los sensores de vibración pueden situarse en uno o más de los componentes de la góndola (13) mencionados anteriormente. Los sensores de vibración pueden situarse adicionalmente o como alternativa en las proximidades de uno o más de entre el alojamiento del rodamiento principal, el chasis principal, la parte superior de la torre o la raíz de una pala.

Los datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración se comunican desde los sensores de vibración para su análisis. Por ejemplo, los datos de vibración pueden comunicarse al(a los) mismo(s) ordenador(es) al(a los) que se

comunican los datos de ruido.

5 En algunas realizaciones, los sensores de vibración son sensores de vibración asociados con un sistema de supervisión de condiciones (CMS) que está asociado con una o más turbinas eólicas (10). Algunas turbinas eólicas conocidas están asociadas con un CMS que supervisa los niveles de vibración de los componentes de la turbina eólica para predecir posibles fallos de los componentes. Cuando este sea el caso, tales sensores de vibración pueden usarse para proporcionar datos de vibración para la presente invención. Adicionalmente o como alternativa, uno o más sensores de vibración que no están asociados con un CMS pueden usarse para adquirir datos de vibración.

10 La figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un método (400) para analizar el ruido de la turbina eólica de acuerdo con un aspecto de la presente invención. El análisis se realiza en uno o más ordenadores, que pueden ser internos o externos a una planta de energía eólica, y pueden estar asociados con una o más de una turbina eólica de las turbinas eólicas. Los uno o más ordenadores pueden ser un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de energía eólica, o pueden estar en comunicación con un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de energía eólica.

15 En la etapa 410, se adquieren datos de ruido que representan el ruido producido por una turbina eólica. Los datos de ruido se obtienen a través de uno o más micrófonos que están posicionados para capturar el ruido producido por una o más turbinas eólicas de una planta de energía eólica, tal y como se ha descrito anteriormente con referencia a la figura 1.

20 En la etapa 420, se obtienen datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración colocados en diferentes lugares alrededor de la turbina eólica. Los sensores de vibración capturan datos de vibración representativos de los niveles de vibración en las ubicaciones respectivas, tal y como se ha descrito anteriormente con referencia a la figura 3.

25 En la etapa 430, se identifica una región de interés en los datos de ruido. La región de interés es una región de los datos de ruido que se considera candidata para contener el ruido tonal producido por la turbina eólica. Esta suele ser una región de los datos de ruido donde hay un fuerte aumento en el nivel de ruido detectado. Por ejemplo, la región de interés puede identificarse determinando una variación de los niveles de ruido detectados en los datos de ruido. Los métodos ejemplares de identificación de una región de interés se describirán con más detalle a continuación con respecto a la figura 6, y otros métodos serán evidentes para los expertos en la materia.

30 En la etapa 440, se identifica un sensor de vibración para el cual los datos del nivel de vibración se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés. Identificar un sensor de este tipo implica comparar los datos de ruido y los datos de nivel de vibración en la región de interés, y puede implicar técnicas de correlación de datos estándar. Para comparar los datos de ruido y los datos de nivel de vibración, puede ser necesario sincronizar por primera vez los datos de ruido y los datos de nivel de vibración. Cuando hay una correlación entre los datos de vibración y los datos de ruido en la región de interés para más de uno de los sensores de vibración, se puede elegir el sensor de vibración cuyos datos tengan la mejor correlación. Como alternativa, se pueden identificar múltiples sensores de vibración. Por ejemplo, se puede calcular un valor de correlación representativo de la fuerza de la correlación entre los datos de ruido y los datos de nivel de vibración, y se puede identificar el sensor de vibración con el mayor valor de correlación, o sensores de vibración con un valor de correlación que excede un valor predeterminado.

35 En la etapa 450, se determina un umbral de nivel de vibración para el sensor de vibración identificado. Cuando se identifique más de un sensor de vibración en la etapa 440, los umbrales de nivel de vibración pueden determinarse para cada uno de los sensores de vibración identificados. El umbral de nivel de vibración se basa en el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado en la región de interés, y puede determinarse de varias maneras. Por ejemplo, se puede determinar que el nivel de vibración de umbral es igual al nivel de vibración detectado por el sensor identificado cuando los datos de ruido exceden un umbral de nivel de ruido predeterminado. Según otro ejemplo, el umbral puede definirse como la diferencia en los niveles de vibración máximos y mínimos detectados por el sensor de vibración identificado en la región de interés.

40 Finalmente, en la etapa 460, se determina cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral de nivel de vibración determinado. Cuando se identifica más de un sensor de vibración en la etapa 440, y se determina más de un umbral de nivel de vibración en la etapa 450, se puede determinar cuándo se excede uno o una combinación de más de uno de los umbrales determinados.

45 Generalmente, cuando se identifican sensores que se correlacionan bien con los datos de ruido, los datos de dichos sensores pueden usarse para diversos fines. En particular, los datos del sensor pueden considerarse indicativos de ruido de salida, especialmente el ruido tonal, y esto puede usarse en una estrategia de control posterior, estrategia de registro de datos o estrategia de notificación, por lo cual los datos del sensor se utilizan para controlar una función adicional dentro de la turbina eólica o en un sistema externo. Por lo tanto, se pueden utilizar técnicas distintas a la identificación de un valor de umbral, por lo que las etapas 450 y 460 son opcionales. Como ejemplo, los datos del sensor identificados se pueden informar a otro sistema (interno o externo a los sistemas de control de la turbina o del parque eólico) para su uso como sustituto de los datos de ruido. Generalmente, el controlador de la turbina, el

controlador del parque eólico, u otro sistema puede tomar medidas, cuando los datos del sensor cumplen una o más condiciones predeterminadas, que indican que se está produciendo ruido tonal.

5 Opcionalmente, cuando se determina que el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede un umbral, o cuando los datos del sensor de vibración cumplen una condición predeterminada, se registra un evento. También se puede registrar un evento en respuesta a la recepción de una solicitud remota. Tal solicitud remota puede ser hecha por o en respuesta a una turbina eólica vecina que experimente el ruido de la turbina eólica. El registro de un evento puede incluir registrar la hora a la que se excedió el umbral, la duración en que se excedió el umbral y uno o más parámetros operativos de la turbina eólica, como las RPM, la salida de potencia, el par, el ángulo de cabeceo  
10 de la pala, la velocidad del viento o la dirección del viento. Los niveles de vibración detectados por uno o más de los sensores de vibración también pueden registrarse.

15 El registro de eventos es ventajoso, ya que los datos registrados pueden compararse con datos adicionales indicativos de los niveles de ruido generados por la turbina eólica a partir de fuentes alternativas. Por ejemplo, si un vecino de una turbina eólica presenta una queja sobre el ruido de la turbina eólica en un momento determinado, se puede determinar si esta vez coincide con un evento registrado.

20 Donde sí coincide con un evento registrado, se conocen uno o más parámetros operativos de la turbina eólica en el momento del evento y se pueden usar para determinar la operación futura de la turbina eólica. Si el momento de la queja de ruido no coincide con un evento registrado, esto se puede utilizar para determinar si los niveles de vibración de umbral deben ajustarse.

25 El uno o más ordenadores pueden configurarse para enviar una notificación a un usuario remoto cuando el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado. La notificación puede incluir parámetros registrados, como la hora en que se excedió el umbral, la duración durante la que se excedió y/o uno o más parámetros operativos de la turbina eólica.

30 La figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra un método (500) para controlar una turbina eólica para evitar la producción de ruido tonal de acuerdo con otro aspecto de la presente invención. La turbina eólica está controlada por un controlador de turbina eólica que está asociado con una o más de una turbina eólica de una planta de energía eólica. Las etapas del método pueden tener lugar en el controlador, o pueden dividirse entre el controlador y uno o más ordenadores que están en comunicación con el controlador.

35 En la etapa 510, se adquieren datos de ruido que representan el ruido producido por una turbina eólica, tal y como se explicó anteriormente con respecto a la figura 1 y a la etapa 410 del método 400.

40 En la etapa 520, se adquieren datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración situados en diferentes lugares alrededor de la turbina eólica, tal y como se describió anteriormente con respecto a la figura 3 y a la etapa 420 del método 400.

En la etapa 530, se identifica una región de interés en los datos de ruido. La región de interés se puede identificar de la misma manera que se describe anteriormente con respecto a la etapa 430 del método 400, y tal y como se explica con más detalle a continuación con referencia a la figura 6.

45 En la etapa 540, se identifica un sensor de vibración para el cual los datos del nivel de vibración se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés. El sensor de vibración puede identificarse de la misma manera que se describió anteriormente con respecto a la etapa 440 del método 400.

50 En la etapa 550, se determina un umbral de nivel de vibración para el sensor de vibración identificado. El umbral del nivel de vibración se puede determinar de la misma manera que se describió anteriormente con respecto a la etapa 450 del método 400.

55 Finalmente, en la etapa 560, uno o más parámetros operativos de la turbina eólica se ajustan en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado que excede el umbral de nivel de vibración determinado. Cuando se identifica más de un sensor de vibración en la etapa 540, y se determina más de un umbral de nivel de vibración en la etapa 550, uno o más parámetros operativos de la turbina eólica pueden ajustarse en respuesta a una cualquiera o una combinación de uno o más de los niveles de vibración detectados en los respectivos sensores de vibración identificados que exceden los umbrales de nivel de vibración determinados respectivos.

60 Los uno o más parámetros operativos de la turbina eólica que se ajustan pueden ser uno o más de entre las RPM de la turbina eólica, la salida de potencia de la turbina eólica, el par producido y el ángulo de cabeceo de las palas de la turbina eólica.

65 Los parámetros operativos de la turbina eólica se ajustan para reducir o evitar la producción de ruido tonal por parte de la turbina eólica. El ajuste puede tener en cuenta además una envolvente operativa predeterminada que satisface una o más restricciones operativas predeterminadas. En particular, una envolvente operativa puede definirse por

separado para las realizaciones descritas en este documento, teniendo en cuenta una o más restricciones, tales como las restricciones de ruido aéreo, restricciones de uso, restricciones de carga y restricciones de salida de potencia. Tales restricciones pueden depender, por ejemplo, de la hora del día (pueden existir restricciones adicionales de ruido aerodinámico durante la noche) y la velocidad del viento. Los uno o más parámetros operativos pueden ajustarse para reducir o evitar la producción de ruido tonal mientras permanecen dentro de la envolvente operativa, y también pueden ajustarse para maximizar la producción de energía mientras permanecen dentro de la envolvente operativa.

Con referencia ahora a ambos métodos 400 y 500, opcionalmente, los métodos (400, 500) comprenden además la adquisición de datos de parámetros operativos de la turbina eólica que representan parámetros operativos de la turbina eólica, tales como RPM, salida de potencia, par, ángulo de cabeceo de la pala, dirección del viento y velocidad del viento. Dichos parámetros se miden con sensores apropiados, tal y como se ha descrito anteriormente con referencia a la figura 1.

Cuando se adquieren datos de parámetros operativos de la turbina eólica, los métodos (400, 500) pueden comprender además determinar un conjunto de uno o más parámetros operativos a partir de los datos de parámetros operativos para la región de interés. El método también puede implicar la determinación de un conjunto de intervalos de parámetros operativos correspondientes a la región de interés en los datos de ruido. Por ejemplo, para una determinada región de interés, los extremos de un intervalo de parámetros operativos pueden corresponder a los valores más pequeños y más grandes de ese parámetro operativo en la región de interés.

Cuando se determina un conjunto de intervalos de parámetros operativos, las etapas 460 y 560 de los métodos 400 y 500 pueden modificarse para que se determine cuándo, o se realicen ajustes a uno o más parámetros operativos de la turbina eólica cuando, el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado y al mismo tiempo se detecta que uno o más parámetros operativos de la turbina eólica están dentro del conjunto determinado de intervalos de parámetros operativos. De manera similar, los eventos solo se pueden registrar cuando tanto el nivel de vibración detectado por el sensor identificado excede el umbral determinado y se detecta que uno o más parámetros operativos de la turbina eólica están dentro del conjunto determinado de intervalos de parámetros operativos.

Opcionalmente, los métodos (400, 500) comprenden además determinar una relación entre el nivel de ruido, el nivel de vibración para el sensor de vibración identificado y, cuando se hayan adquirido datos relevantes, uno o más parámetros operativos de la turbina eólica. La relación determinada se puede usar para predecir un conjunto de parámetros operativos de la turbina eólica para los cuales es probable que la turbina eólica genere ruido tonal.

En algunas realizaciones, los datos de ruido y los datos de parámetros operativos de la turbina eólica se combinan para producir datos que representan el ruido producido por la turbina eólica en función de uno o más parámetros operativos de la turbina eólica. Esto puede requerir la sincronización de tiempo de los datos de ruido y los datos de parámetros operativos de la turbina eólica. La región de interés en los datos de ruido puede identificarse a partir de los datos combinados, en cuyo caso, un intervalo de parámetros operativos puede determinarse como el intervalo o intervalos de parámetros operativos utilizados para definir la región de interés. Por ejemplo, en algunas realizaciones, los datos de ruido se combinan con datos de RPM para proporcionar datos que representan el ruido producido por la turbina eólica en función de, o en relación con, las RPM de la turbina eólica. La región de interés se puede determinar a partir de estos datos, en cuyo caso la región de interés en los datos de ruido correspondería a un intervalo de valores de RPM.

La Figura 6 muestra datos de ruido ejemplares e ilustra un método para identificar una región de interés en datos de ruido de acuerdo con las realizaciones de la presente invención.

Tal y como puede verse en la figura 6, la presión sonora medida, que representa el ruido, se representa en el eje vertical y las RPM de la turbina se representan en el eje horizontal. Se muestran dos curvas: una curva continua (610) que representa la presión sonora máxima medida en función de las RPM, y una curva discontinua (620) que representa la presión sonora mínima medida en función de las RPM. Tal conjunto de datos se puede crear combinando varios datos de presión sonora sincronizada en el tiempo y RPM que se obtienen durante diferentes períodos de tiempo, tal y como lo apreciará un experto en la materia.

En general, la desviación entre la presión de sonido máxima medida (510) y la presión de sonido mínima medida (620) es relativamente pequeña. Sin embargo, dentro de un área indicada por la casilla (630), entre los valores de RPM  $RPM_1$  y  $RPM_2$ , existe una mayor desviación entre las presiones sonoras máximas y mínimas medidas. Tal desviación puede indicar que la turbina eólica estaba produciendo ruido tonal cuando las RPM de la turbina eólica estaban entre las  $RPM_1$  y  $RPM_2$ . El intervalo de RPM entre  $RPM_1$  y  $RPM_2$  entonces puede identificarse como una región de interés en los datos de ruido.

Determinar los valores de  $RPM_1$  y  $RPM_2$  puede implicar determinar valores de RPM en los cuales la desviación entre el ruido medido máximo y mínimo (presión de sonido) excede un umbral predeterminado. Como alternativa,  $RPM_1$  y  $RPM_2$  pueden ser valores de RPM entre los cuales la variación promedio entre el ruido medido máximo y mínimo excede el umbral predeterminado. Según otro ejemplo, los datos de ruido pueden analizarse para determinar los

intervalos de RPM en los datos en los que la tonalidad es más pronunciada, por ejemplo, de acuerdo con la norma IEC 61400-11. Otras formas de determinar los valores serán evidentes para un experto en la materia.

5 Si bien el método para identificar la región de interés en los datos de ruido se ha descrito con respecto a los datos de RPM, se podrían utilizar otros parámetros operativos de la turbina eólica. Por ejemplo, podría utilizarse un conjunto de datos que representa el nivel de ruido en función del ángulo de cabeceo de la pala, la velocidad del viento, el par o cualquier otro parámetro operativo.

10 Como alternativa, tal y como se ha descrito anteriormente con referencia a las figuras 4 y 5, la región de interés en los datos de ruido podría identificarse sin utilizar ningún parámetro operativo de la turbina eólica. Por ejemplo, un fuerte aumento en los datos de ruido, o simplemente un nivel de ruido muy alto en una frecuencia particular, puede indicar que la turbina eólica comenzó a emitir ruido tonal en el momento correspondiente al aumento brusco o al nivel de ruido muy alto.

15 La figura 7 es un diagrama de flujo que ilustra un método (700) para analizar el ruido de la turbina eólica de acuerdo con un aspecto de la presente invención. Al igual que el método 400, el análisis se realiza en uno o más ordenadores, que pueden ser internos o externos a una planta de energía eólica, y pueden estar asociados con una o más de una turbina eólica de las turbinas eólicas. Los uno o más ordenadores pueden ser un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de energía eólica, o pueden estar en comunicación con un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de energía eólica.

20 Las etapas 710 y 720 corresponden a las etapas 410 y 420 del método 400, donde se obtienen datos de ruido que representan el ruido producido por una turbina eólica y datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración situados en diferentes lugares alrededor de la turbina eólica.

25 En la etapa 730, que se puede realizar además de las etapas 430 y 440, se identifica un segundo sensor de vibración para el cual los datos de nivel de vibración generalmente se correlacionan con los datos de ruido. Es decir, en lugar de identificar uno o más sensores cuyos datos se correlacionan específicamente en una región de interés de los datos de ruido, se identifican uno o más sensores cuyos datos se correlacionan en un amplio intervalo. Cuando se realiza la etapa 730 además de las etapas 430 y 440 del método 400, la etapa 730 puede implicar identificar uno o más segundos sensores de vibración para los cuales los datos de nivel de vibración se correlacionan con los datos de ruido fuera de la región identificada en la etapa 420. Los datos del segundo sensor de vibración identificado pueden usarse para determinar los niveles de ruido emitidos por una turbina eólica.

30 En la etapa 740, que se puede realizar además de la etapa 450, se determina un umbral de nivel de vibración para cada uno de los segundos sensores de vibración identificados. El umbral de nivel de vibración se basa en el nivel de vibración detectado por el segundo sensor de vibración identificado respectivo, y puede determinarse de varias maneras. Por ejemplo, se puede determinar que el nivel de vibración de umbral para el segundo sensor de vibración identificado es igual al nivel de vibración detectado por el sensor identificado cuando los datos de ruido exceden un umbral de nivel de ruido predeterminado. Según otro ejemplo, el umbral puede ser igual al nivel de vibración máximo o mínimo detectado por el sensor de vibración identificado.

35 Finalmente, en la etapa 750, que se puede realizar además de la etapa 460, se determina cuándo el nivel de vibración detectado por el segundo sensor de vibración identificado excede el umbral de nivel de vibración determinado para el segundo sensor de vibración.

40 De nuevo, generalmente cuando se identifican segundos sensores que se correlacionan bien con los datos de ruido, los datos de dichos sensores pueden usarse para diversos fines. En particular, los datos del sensor pueden considerarse indicativos de ruido de salida, especialmente el ruido tonal, y esto puede usarse en una estrategia de control posterior, estrategia de registro de datos o estrategia de notificación, por lo cual los datos del sensor se utilizan para controlar una función adicional dentro de la turbina eólica o en un sistema externo. Por lo tanto, se pueden utilizar técnicas distintas a la identificación de un valor de umbral, por lo que las etapas 740 y 750 son opcionales. Como ejemplo, los datos del sensor identificados se pueden informar a otro sistema (interno o externo a los sistemas de control de la turbina o del parque eólico) para su uso como sustituto de los datos de ruido. Generalmente, el controlador de la turbina, el controlador del parque eólico, u otro sistema puede tomar medidas, cuando los datos del sensor cumplen una o más condiciones predeterminadas, lo que indica el nivel de ruido que se está produciendo. Los datos del segundo sensor pueden usarse junto con los datos del primer sensor.

45 Se apreciará que las etapas opcionales descritas anteriormente con respecto a los métodos 400 y 500, tales como la determinación de los intervalos de parámetros operativos de la turbina eólica, el registro de eventos y la determinación de las relaciones entre el nivel de ruido, nivel de vibración del sensor identificado y parámetros operativos, también se pueden aplicar a las etapas del método 700.

50 La figura 8 es un diagrama de flujo que ilustra un método (800) para controlar una turbina eólica para evitar la producción de ruido tonal de acuerdo con un aspecto de la invención. Al igual que con los métodos anteriores, la turbina eólica puede ser controlada por un controlador de turbina eólica que está asociado con una o más de una

turbina eólica de una planta de energía eólica, y la turbina eólica puede ser cualquier turbina eólica como la que se describió anteriormente. Las etapas del método pueden tener lugar en el controlador, o pueden dividirse entre el controlador y uno o más ordenadores que están en comunicación con el controlador.

5 En la etapa 810, se realiza una estimación de un nivel de ruido producido por una turbina eólica en base a un nivel de vibración detectado por un primer sensor de vibración colocado en una primera ubicación alrededor de la turbina eólica. El primer sensor de vibración puede ser el sensor de vibración identificado en la etapa 440 o 540 de los métodos 400 y 500, y la estimación del nivel de ruido producido por la turbina eólica se puede hacer en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado que excede el umbral determinado en las etapas 450 y 500 de los métodos 400 y 500. La estimación se puede hacer usando una relación determinada entre el nivel de ruido, el nivel de vibración en el sensor de vibración identificado y opcionalmente uno o más parámetros operativos de la turbina eólica. En algunos casos, la etapa 810 puede implicar además convertir la estimación de ruido basada en el nivel de vibración detectado en una estimación de audibilidad tonal de acuerdo con los métodos descritos en la sección 9.5 de la tercera edición de la norma IEC 61400-11.

15 En la etapa opcional 820, se realizan estimaciones de ruido para uno o más sensores de vibración adicionales colocados en diferentes lugares alrededor de la turbina eólica, en función de los niveles de vibración detectados por los respectivos sensores de vibración. Los uno o más sensores de vibración adicionales pueden ser sensores de vibración adicionales identificados en las etapas 440 y 540, y/o pueden ser sensores de vibración identificados en la etapa 730 del método 700. Las estimaciones pueden hacerse en función de relaciones determinadas para los uno o más sensores de vibración adicionales.

25 En la etapa opcional 830, se toma una suma ponderada de las estimaciones de ruido realizadas en las etapas 810 y 820. En algunas realizaciones, las respectivas ponderaciones utilizadas en la suma ponderada son todas iguales a uno. En otras realizaciones, las ponderaciones respectivas se basan en la fuerza de una correlación entre los datos de ruido y los datos de vibración para el sensor de vibración respectivo, particularmente en la región de interés de los métodos 400 y 500. Tomar una suma ponderada de las estimaciones de ruido correspondientes a múltiples sensores de vibración puede producir una estimación de ruido mejorada que representa mejor e incluye fuentes de ruido secundarias y terciarias, y que describe mejor las formas de los modos responsables de la tonalidad.

30 En la etapa 840, uno o más parámetros operativos de la turbina eólica se ajustan si la suma ponderada de las estimaciones de ruido excede un umbral predeterminado. Cuando no se realizan las etapas opcionales 820 y 830, uno o más parámetros operativos de la turbina eólica se ajustan si la estimación de ruido para el primer sensor de vibración de las estimaciones de ruido excede un umbral predeterminado. la etapa 840 puede realizarse adicionalmente o como alternativa a la etapa 560 del método 500.

35 En general, los datos de ruido de la turbina utilizados para correlacionar los datos del sensor de vibración con el ruido se han descrito anteriormente como detectados con uno o más micrófonos. Sin embargo, para evitar dudas, los datos de ruido se pueden obtener de otras fuentes, por lo que no se requiere un micrófono. Por ejemplo, los datos de ruido se pueden calcular utilizando uno o más modelos de emisión de ruido para turbinas eólicas, unos cuantos de los cuales son sobradamente conocidos en la técnica anterior. Los modelos pueden tomar uno o más parámetros de turbinas o parques eólicos como entradas y proporcionar, como salida, datos de ruido que indican el volumen y las frecuencias del ruido emitido a varias distancias de la turbina eólica.

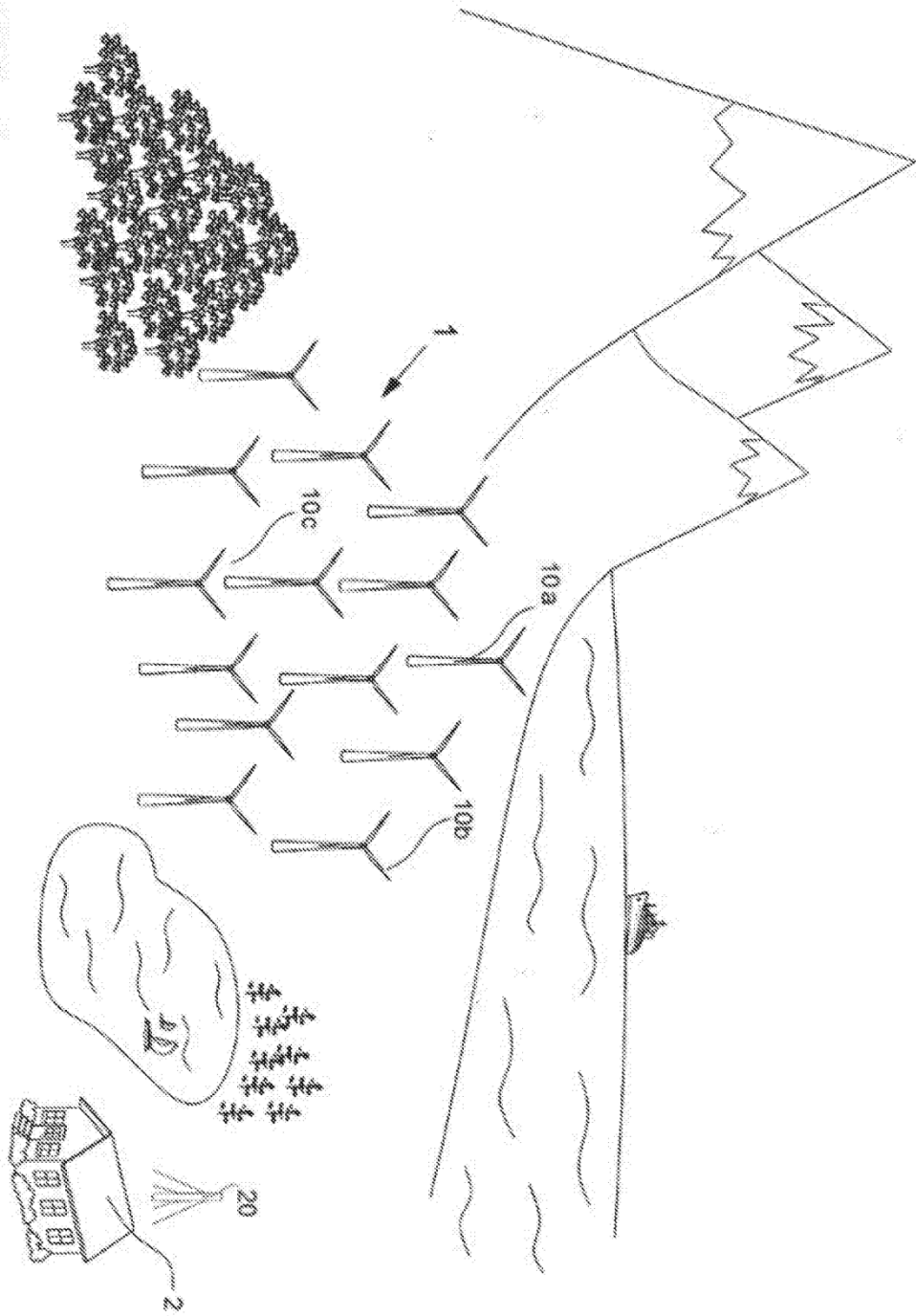
45 Anteriormente se ha descrito una serie de realizaciones con diversas características opcionales. Debe apreciarse que, con la excepción de cualquier característica mutuamente excluyente, y la combinación de una o más características opcionales son posibles.

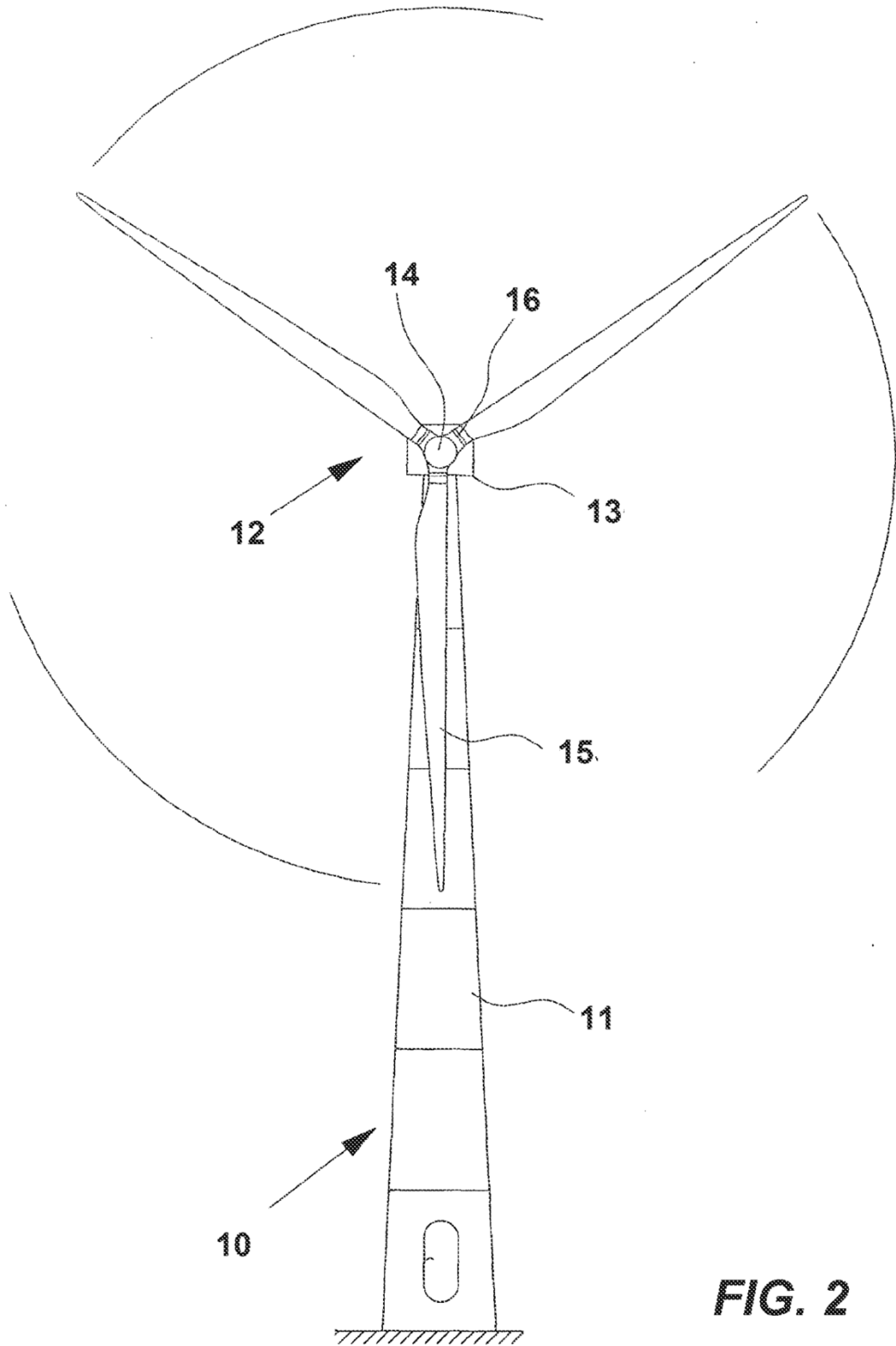
**REIVINDICACIONES**

1. Un método para controlar una turbina eólica para evitar la producción de ruido tonal, comprendiendo el método:  
 5 adquirir datos de ruido que representan el ruido producido por una turbina eólica;  
 adquirir datos de vibración de una pluralidad de sensores de vibración posicionados en diferentes ubicaciones  
 alrededor de la turbina eólica;  
 identificar una región de interés en los datos de ruido, siendo la región de interés candidata para contener el ruido  
 tonal generado por la turbina eólica; caracterizado por:  
 10 identificar un sensor de vibración, cuyos datos se correlacionan con los datos de ruido en la región de interés; y  
 ajustar uno o más parámetros operativos de la turbina eólica en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor  
 de vibración identificado.
  
2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además;  
 15 determinar un nivel de vibración de umbral para el sensor de vibración identificado, basándose el umbral en el nivel  
 de vibración detectado por el sensor de vibración identificado en la región de interés; y  
 ajustar uno o más parámetros operativos de la turbina eólica en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor  
 de vibración identificado que excede el umbral
  
3. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en donde la región de interés se identifica determinando  
 20 una variación de los niveles de ruido detectados en los datos de ruido indicativos de ruido tonal.
  
4. Un método de acuerdo con la reivindicación 3, en donde la región de interés se identifica comparando un nivel de  
 ruido máximo y un nivel de ruido mínimo presente en los datos de ruido asociados con uno o más parámetros de la  
 25 turbina eólica; en donde los uno o más parámetros de la turbina eólica son uno o más de RPM, par, velocidad del  
 viento y ángulo de cabeceo de la pala.
  
5. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, que comprende además:  
 30 determinar, para la región de interés, una relación entre el nivel de ruido y el nivel de vibración para el sensor de  
 vibración identificado.
  
6. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, que comprende además:  
 35 adquirir datos de parámetros operativos de la turbina eólica que representan parámetros operativos de la turbina  
 eólica; en donde los datos de parámetros operativos de la turbina eólica representa uno o más de RPM, salida de  
 potencia, par, velocidad del viento, dirección del viento y ángulo de cabeceo de la pala;  
 determinar un conjunto de parámetros operativos de la turbina eólica para la región de interés; y  
 40 determinar, para la región de interés, una relación entre el nivel de ruido, el nivel de vibración para el sensor de  
 vibración identificado y los parámetros operativos de la turbina eólica.
  
7. Un método de acuerdo con la reivindicación 6, que comprende además:  
 45 utilizar la relación determinada para predecir un conjunto de parámetros operativos de la turbina eólica para los cuales  
 es probable que la turbina eólica genere ruido tonal.
  
8. Un método de acuerdo con la reivindicación 6 o 7, cuando depende de la reivindicación 2, que comprende además:  
 50 determinar intervalos para un conjunto de parámetros operativos de la turbina eólica en función del conjunto  
 determinado de parámetros operativos de la turbina eólica para la región de interés; y  
 45 determinar cuándo el nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado excede el umbral determinado  
 y los parámetros operativos de la turbina eólica están dentro del conjunto determinado de intervalos.
  
9. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 2 a 8, que comprende además:  
 55 estimar, en respuesta al nivel de vibración detectado por el sensor de vibración identificado que excede el nivel de  
 vibración de umbral, un nivel de ruido producido por la turbina eólica; y  
 ajustar los uno o más parámetros operativos de la turbina eólica en respuesta al nivel de ruido estimado que excede  
 un umbral de nivel de ruido predeterminado.
  
10. Un método de acuerdo con la reivindicación 9, cuando depende de la reivindicación 5 o la reivindicación 6, en  
 60 donde la estimación del nivel de ruido comprende determinar un nivel de ruido correspondiente al nivel de vibración  
 del sensor de vibración identificado usando la relación determinada.
  
11. Un método de acuerdo con la reivindicación 10, en donde la estimación del nivel de ruido comprende además  
 65 estimar un nivel de ruido correspondiente a uno o más sensores de vibración adicionales.
  
12. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la estimación del nivel de ruido comprende además  
 tomar una suma ponderada de las estimaciones de ruido para el sensor de vibración identificado y los uno o más  
 sensores de vibración adicionales; en donde las ponderaciones respectivas utilizadas en la suma ponderada se basan  
 en la fuerza de una correlación entre los datos de ruido y los datos de vibración para los respectivos sensores de  
 vibración en la región de interés.

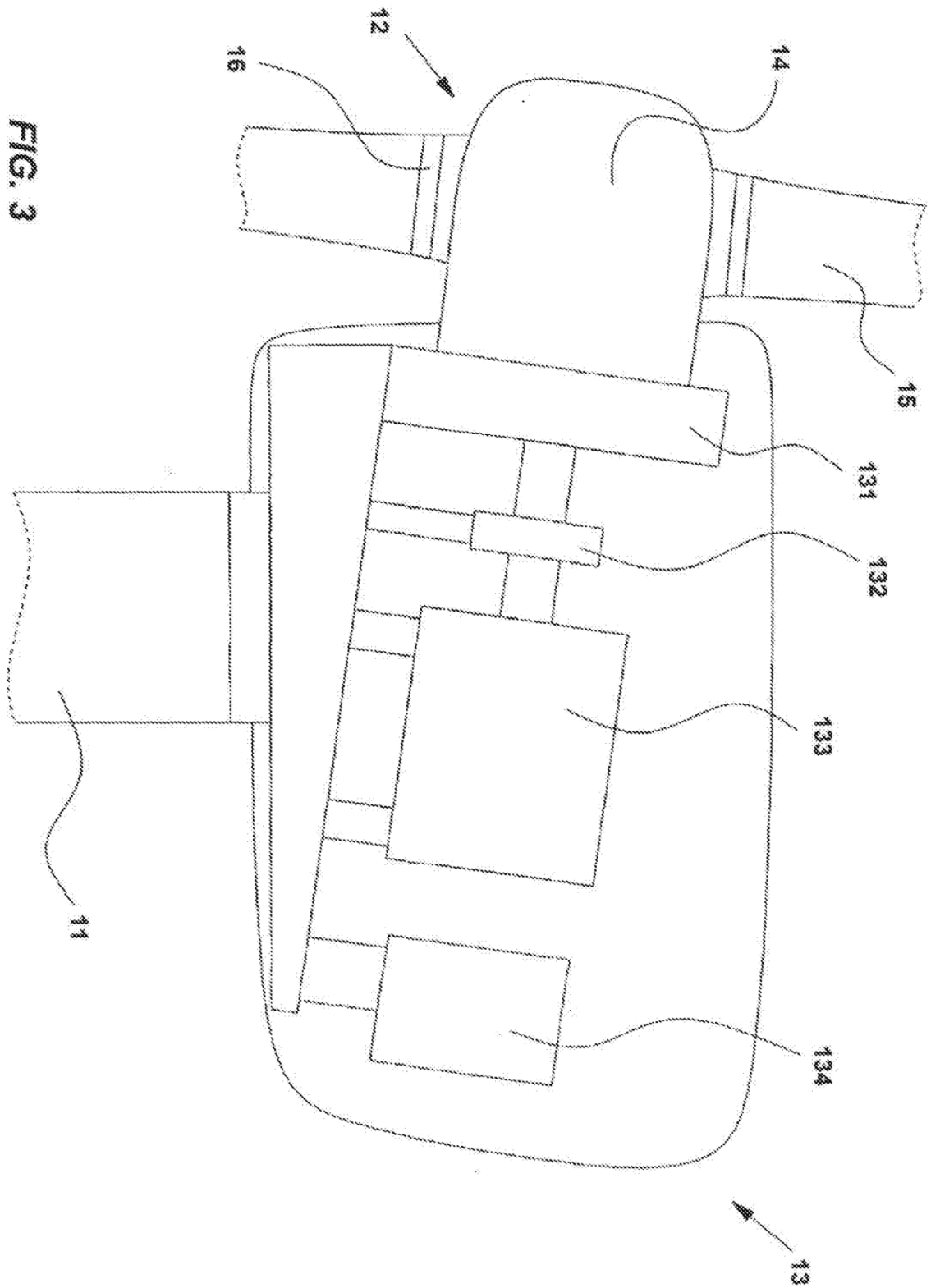
- 5 13. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en donde los uno o más parámetros operativos de la turbina eólica se ajustan de modo que el funcionamiento de la turbina eólica permanezca dentro de una envolvente operativa predeterminada definida por una o más restricciones operativas predeterminadas.
- 10 14. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en donde los sensores de vibración son acelerómetros y/o galgas extensométricas.
- 15 15. Un controlador para controlar una turbina eólica o una planta de energía eólica, estando configurado el controlador para llevar a cabo el método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 14.
16. Una turbina eólica que comprende un controlador de acuerdo con la reivindicación 15.
17. Una planta de energía eólica que comprende un controlador de acuerdo con la reivindicación 15.
18. Un programa informático que, cuando se ejecuta en un dispositivo informático, hace que se lleve a cabo el método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 14.

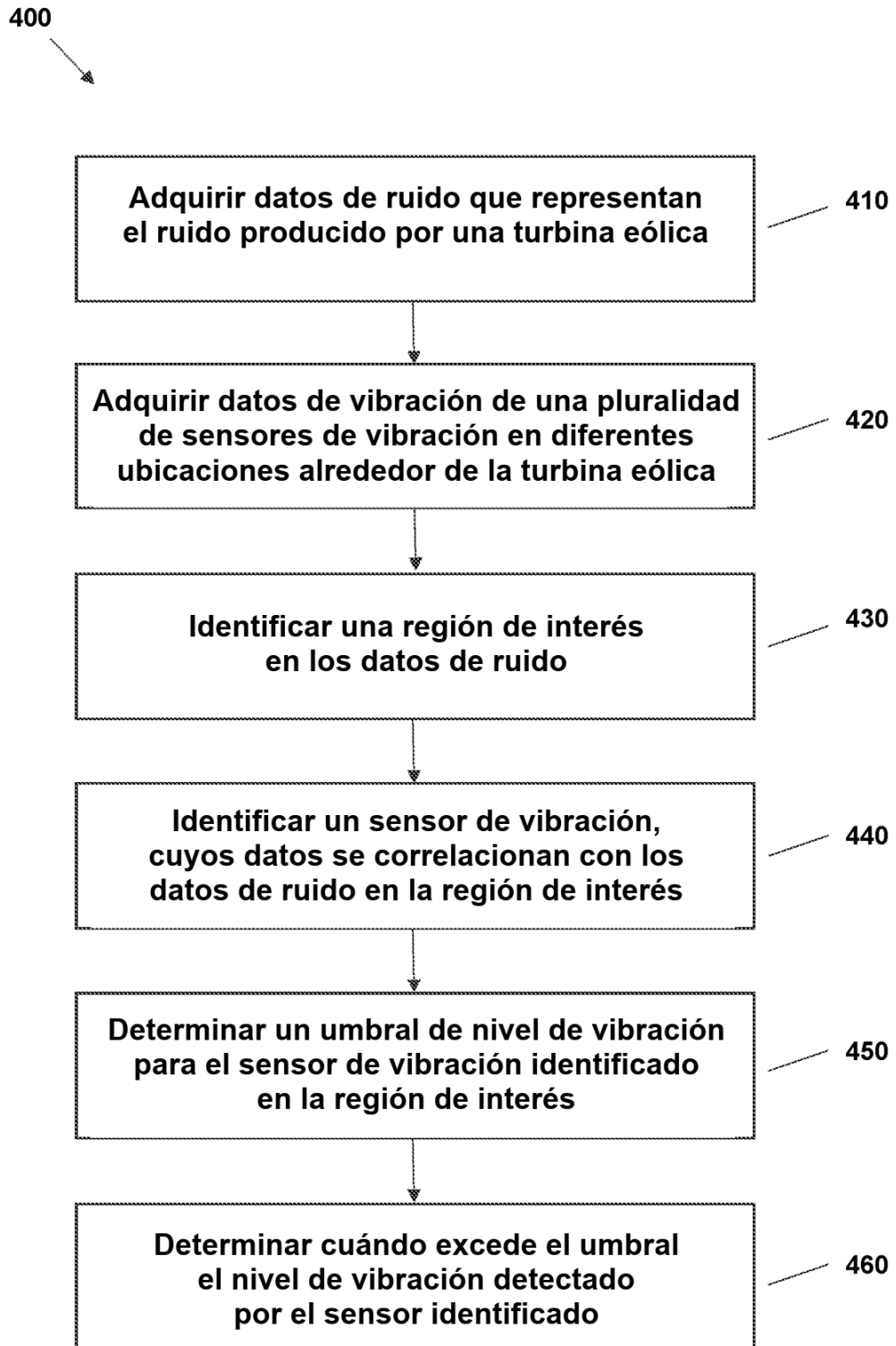
FIG. 1



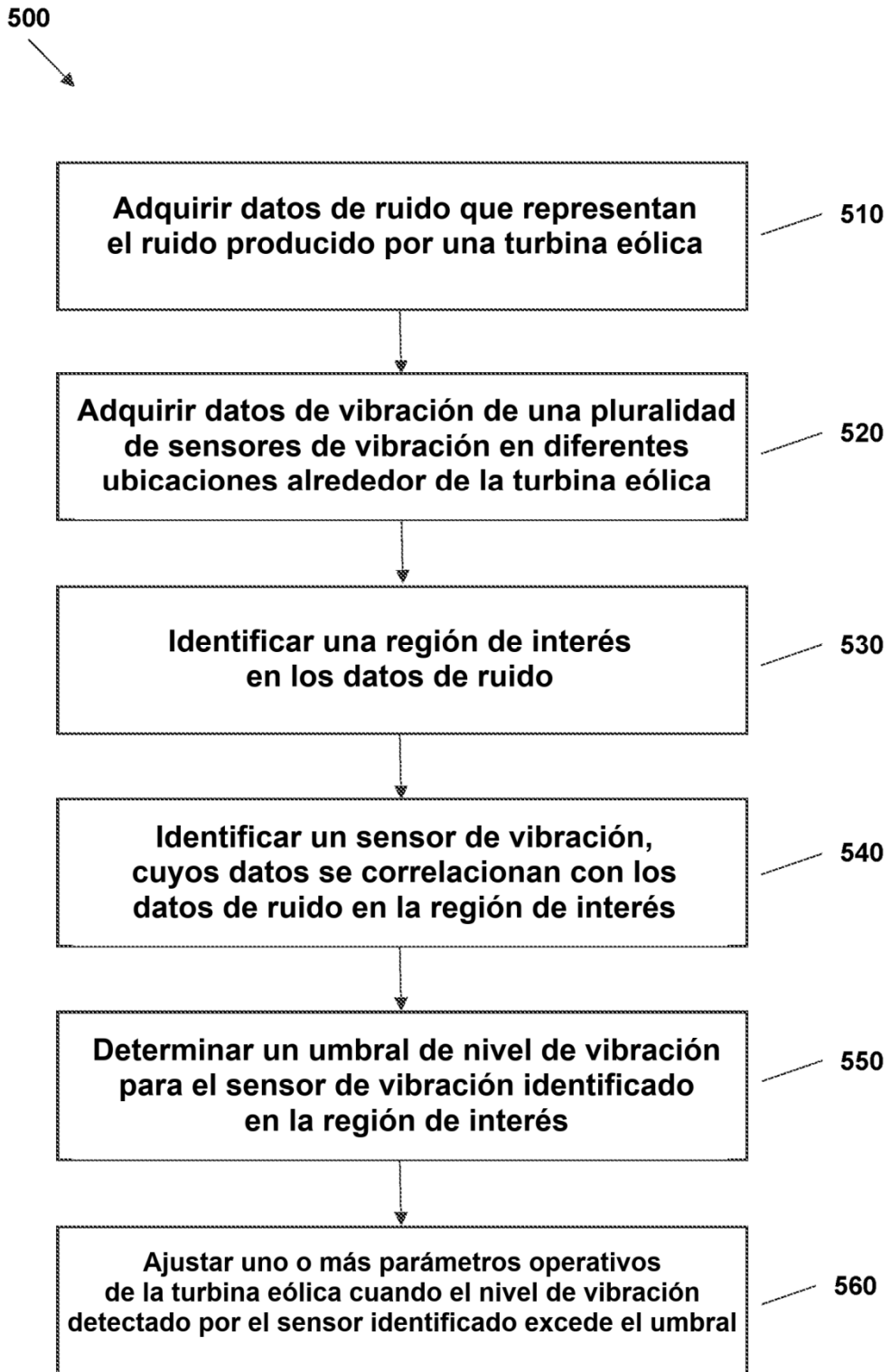


**FIG. 2**

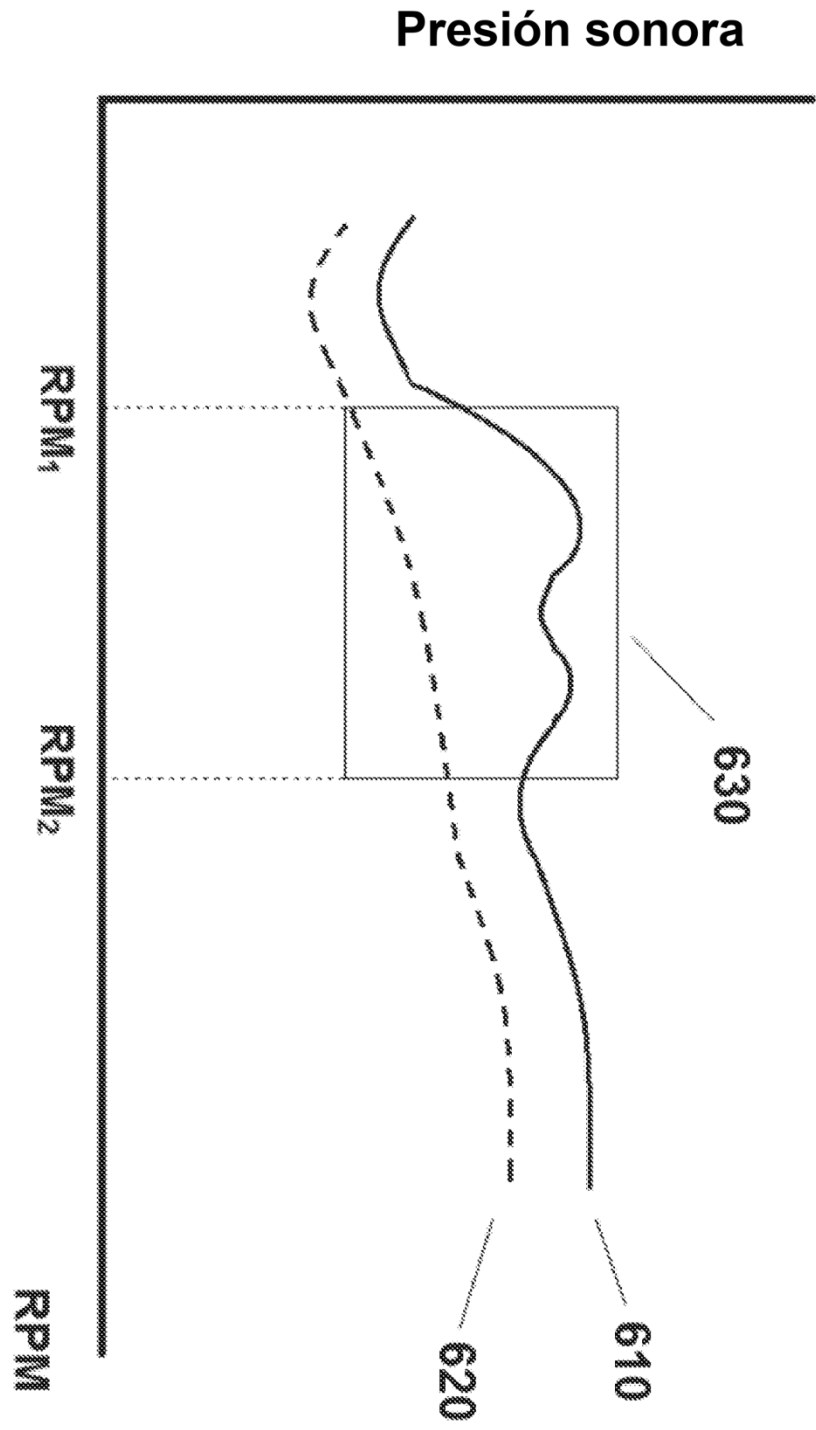




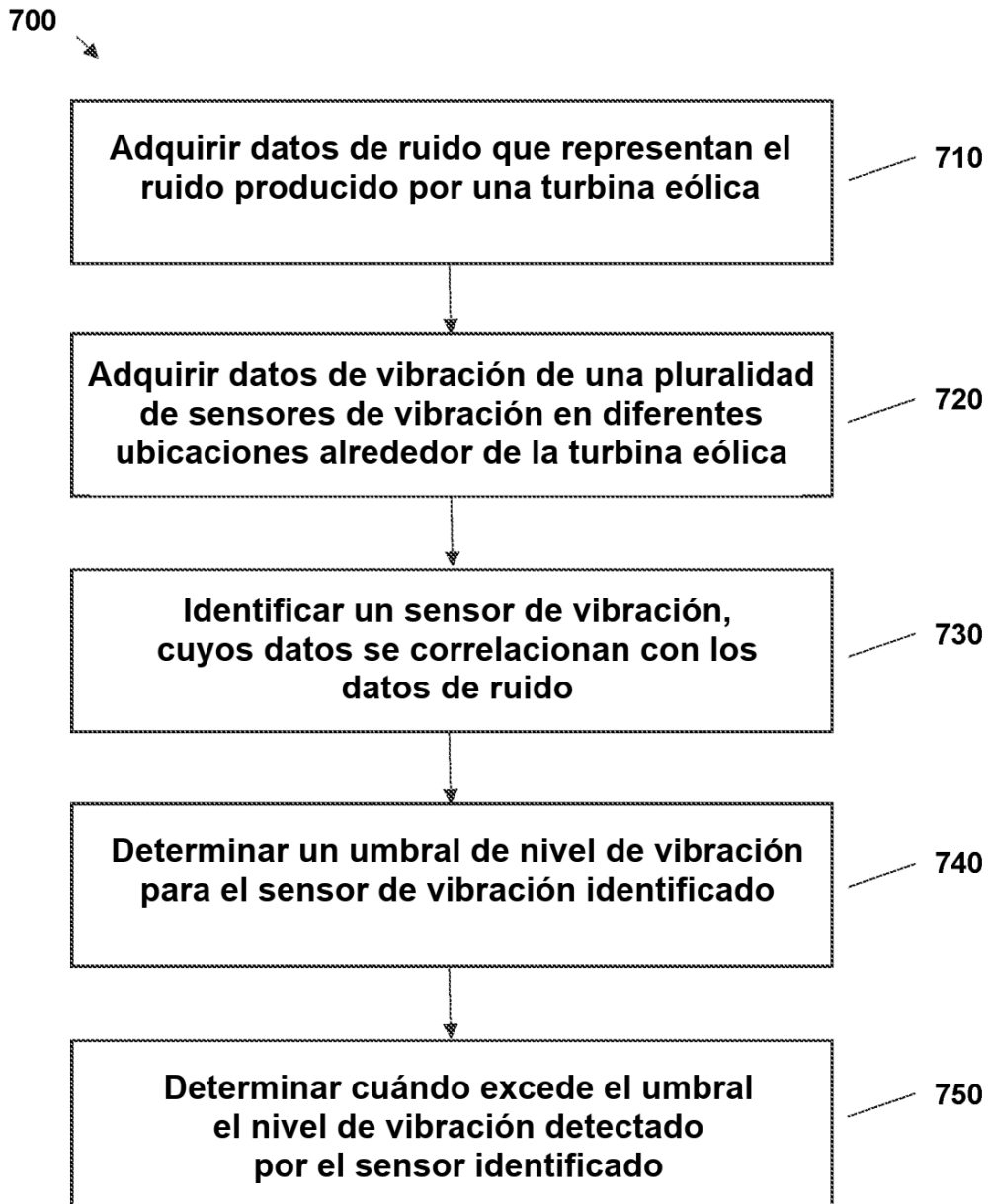
**FIG. 4**



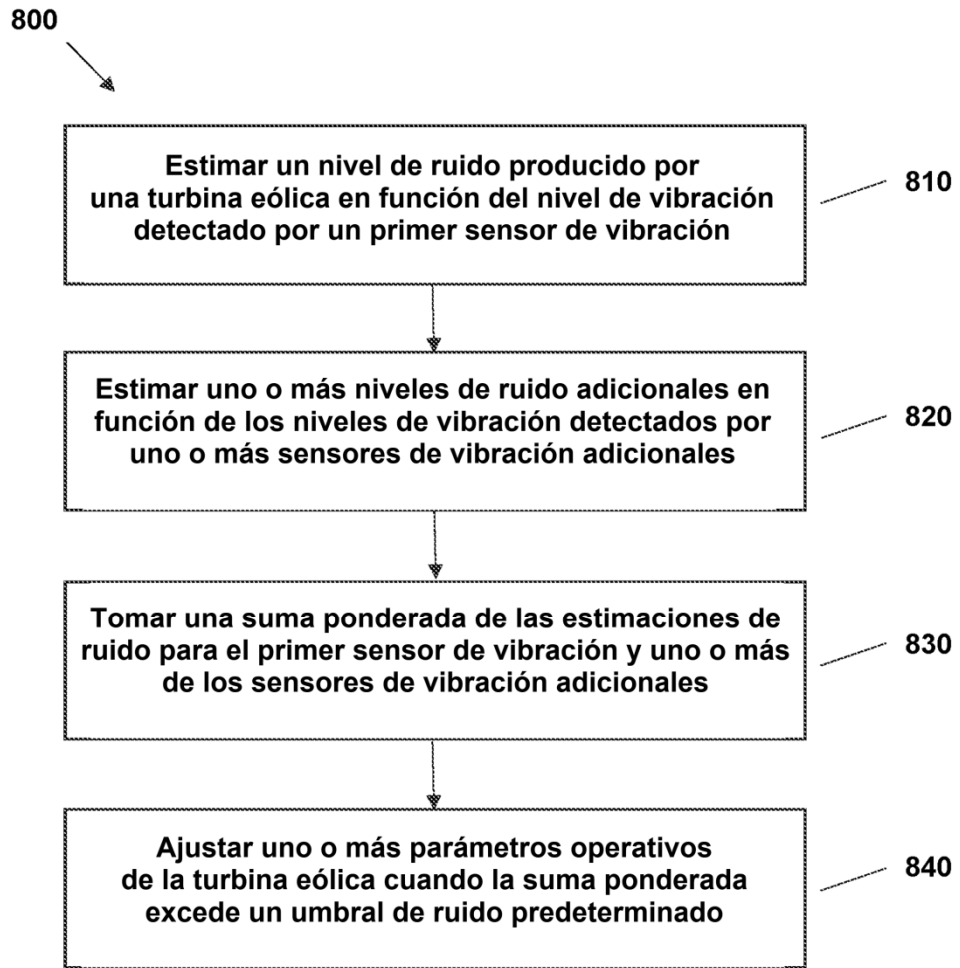
**FIG. 5**



**FIG. 6**



**FIG. 7**



**FIG. 8**