

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **3 017 814**

51 Int. Cl.:

**F03D 17/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **25.08.2022 PCT/DK2022/050173**

87 Fecha y número de publicación internacional: **02.03.2023 WO23025365**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.08.2022 E 22764647 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.03.2025 EP 4392669**

54 Título: **Identificación de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes asociadas con una turbina eólica**

30 Prioridad:  
**25.08.2021 DK PA202170423**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**13.05.2025**

73 Titular/es:  
**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.00%)  
Hedeager 42  
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:  
**DUARTE PEREIRA, GONCALO ARTUR;  
VAN SCHELVE, JENS y  
NIELSEN, JOHNNY**

74 Agente/Representante:  
**ARIAS SANZ, Juan**

ES 3 017 814 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

Identificación de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes asociadas con una turbina eólica

5 **Campo de la invención**

La invención se refiere a la identificación de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes asociadas con una turbina eólica, tal como el flujo de estela en las proximidades de la turbina eólica. Los aspectos de la invención se refieren a un método, a un controlador, a una turbina eólica, y a un medio de almacenamiento legible por ordenador no transitorio.

**Antecedentes**

Las turbinas eólicas se utilizan para aprovechar la energía eólica para producir energía eléctrica. La tecnología de control de turbina eólica se usa para maximizar la captura de energía y minimizar las cargas para una variedad de condiciones de funcionamiento de turbina eólica diferentes, por ejemplo, diferentes velocidades del viento, diferentes direcciones del viento, turbulencia, etc.

Diferentes efectos del campo de viento en las proximidades de una turbina eólica pueden afectar a la cantidad de energía que puede capturarse y la carga experimentada por los componentes de la turbina eólica. Uno de estos efectos es el flujo de estela experimentado por una turbina eólica. Una estela puede referirse normalmente al flujo aguas abajo de un objeto, donde el flujo sobre/alrededor del objeto ha dado como resultado la recirculación del flujo que incluye, por ejemplo, turbulencia y/o separación de flujo.

En un parque eólico, una turbina eólica puede experimentar un flujo de estela que ha sido generado por un flujo de viento a través de otra turbina eólica adyacente en el parque eólico. Por tanto, al controlar el funcionamiento de una turbina eólica, es necesario optimizar la producción de energía y la minimización de carga a nivel de un parque eólico en lugar de a nivel de turbina individual. Esto se debe a que la optimización del funcionamiento de una turbina puede afectar negativamente al funcionamiento de otra turbina eólica en el parque eólico, por ejemplo, debido a un flujo de estela generado, reduciendo de ese modo la eficiencia global del parque eólico.

Una turbina eólica puede experimentar los efectos del flujo de estela en ciertas condiciones de funcionamiento. Por lo tanto, la identificación o predicción de efectos de campo de viento tales como flujo de estela puede usarse para controlar una turbina eólica para minimizar tales efectos sobre la eficiencia de turbina. Esto también podría usarse para diseñar parques eólicos para minimizar los efectos del flujo de estela generado en otras turbinas eólicas en el parque eólico.

También hay muchas otras características o factores que pueden causar perturbaciones de campo de viento en las proximidades de una turbina eólica. Por ejemplo, estos pueden incluir estructuras, tales como edificios, cerca de la turbina eólica o del parque eólico, que pueden generar perturbaciones a medida que el viento fluye a través de los mismos. De manera similar, características del terreno en las proximidades de, o en los alrededores de, una turbina eólica o parque eólico pueden causar perturbaciones de campo de viento. Además, fenómenos meteorológicos, (por ejemplo, específicos de una ubicación de una turbina eólica o parque eólico) son otros factores que pueden causar perturbaciones de campo de viento.

Los enfoques anteriores para identificar el flujo de estela (u otras perturbaciones de campo de viento) en un parque eólico pueden requerir el uso de sensores adicionales/dedicados u otros dispositivos de monitorización cerca o en turbinas eólicas en el parque eólico. Los datos recopilados por tales dispositivos pueden necesitar almacenarse en un repositorio de almacenamiento dedicado para su posterior procesamiento. Por lo tanto, los requisitos adicionales de almacenamiento de hardware y datos pueden aumentar los costes. Además, los datos recopilados (que pueden denominarse datos de SCADA) normalmente solo se proporcionan a intervalos de tiempo prescritos, por ejemplo, cada diez minutos, con los datos que se promedian a lo largo del intervalo prescrito. Esto puede conducir a una precisión reducida en la identificación del flujo de estela.

Se conoce un ejemplo de un enfoque de la técnica anterior a partir de:

Mohd Ahmad *et al.* - "A Model-Free Approach for Maximizing Power Production of Wind Farm Using Multi-Resolution Simultaneous Perturbation Stochastic Approximation", *Energies*, vol. 7, n.º 9, 1 de enero de 2014 (01-01-2014), páginas 5624-5646.

Es en este contexto en el que se establece la presente invención.

**Sumario de la invención**

Según un aspecto de la invención, se proporciona un método para identificar perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes asociadas con una turbina eólica. El método comprende monitorizar una señal indicativa de un parámetro

5 asociado con el funcionamiento de la turbina eólica, determinar una señal esperada del parámetro basándose en la señal monitorizada, determinar una diferencia entre valores de la señal monitorizada y la señal esperada determinada, y correlacionar las diferencias determinadas con la posición de guiñada de una góndola de la turbina eólica. El método incluye determinar, basándose en las diferencias correlacionadas, valores inesperados del parámetro para diferentes posiciones de guiñada, e identificar, basándose en una frecuencia de ocurrencia de los valores inesperados determinados, una perturbación de viento de flujo libre recurrente asociada con una posición de guiñada de la góndola.

10 El método puede comprender una etapa de determinación de una señal esperada normalizada normalizando la señal esperada basándose en una señal adicional indicativa de un parámetro adicional asociado con el funcionamiento de la turbina eólica. En un ejemplo, este parámetro adicional puede ser la velocidad del viento monitorizada. La determinación de las diferencias puede comprender comparar valores de la señal monitorizada, normalizada basándose en la señal monitorizada adicional (por ejemplo, velocidad del viento monitorizada), y la señal esperada normalizada determinada.

15 La etapa de determinación de la señal esperada puede comprender determinar una o más propiedades estadísticas de la señal monitorizada. Opcionalmente, las propiedades estadísticas incluyen una o más de una media estadística, una desviación estándar, y una varianza.

20 La señal esperada puede actualizarse a lo largo del tiempo a medida que se adquiere la señal monitorizada. Opcionalmente, la señal esperada se determina basándose en la señal monitorizada adquirida en un intervalo de tiempo prescrito en relación con, y antes de, una etapa de tiempo actual.

25 La etapa de determinación de valores inesperados del parámetro puede comprender determinar, basándose en las diferencias correlacionadas, un intervalo de diferencias asociadas con el funcionamiento normal de la turbina eólica, e identificar diferencias correlacionadas fuera del intervalo determinado para que correspondan a valores inesperados del parámetro.

30 El método puede comprender una etapa de determinación de una intensidad de la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada. La intensidad puede basarse en una magnitud de las diferencias entre los valores inesperados y la señal esperada.

35 El método puede comprender una etapa de determinación de una dirección de la perturbación del viento de flujo libre recurrente identificada en relación con la turbina eólica. La dirección puede determinarse como una derivada de las diferencias entre los valores inesperados y la señal esperada con respecto a una posición de guiñada actual de la góndola.

40 El método puede comprender comparar el rendimiento de turbina eólica medido en presencia de la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada en relación con un rendimiento de turbina eólica esperado. El método puede comprender retener la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada si una diferencia entre el rendimiento de turbina eólica medido y esperado excede un umbral de rendimiento prescrito. Opcionalmente, el rendimiento de la turbina eólica es una medida de la potencia generada por la turbina eólica o la carga en uno o más componentes de la turbina eólica.

45 El parámetro puede ser uno de: ángulo de paso de una o más palas de rotor de la turbina eólica; una o más cargas en las palas de rotor; aceleración de la parte superior de una torre de la turbina eólica; velocidad del viento en las proximidades de la turbina eólica; dirección del viento en las proximidades de la turbina eólica; intensidad de turbulencia en las proximidades de la turbina eólica; y, potencia de red.

50 El método puede comprender realizar las etapas del método para una pluralidad de parámetros diferentes. El método puede comprender combinar las perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes identificadas para cada uno de los diferentes parámetros para obtener una identificación global de una o más perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes.

55 El método puede comprender determinar un nivel de confianza asociado con la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada. El nivel de confianza puede determinarse basándose en al menos uno de: un nivel de concordancia entre una salida de las etapas de método para la pluralidad de parámetros diferentes; y, una cantidad de datos de señal en los que se basa la identificación.

60 La perturbación de viento de flujo libre recurrente puede ser un flujo de estela en las proximidades de la turbina eólica.

65 El método puede comprender controlar el funcionamiento de la turbina eólica basándose en la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada. Opcionalmente, controlar el funcionamiento de la turbina eólica comprende al menos uno de controlar la posición de guiñada de góndola, controlar el ángulo de paso de una o más palas de rotor de turbina eólica, y controlar una velocidad de un generador de la turbina eólica.

Según otro aspecto de la invención, se proporciona un medio de almacenamiento legible por ordenador no transitorio

que almacena instrucciones en el mismo que, cuando se ejecutan por uno o más procesadores, hacen que los uno o más procesadores realicen un procedimiento como se describe anteriormente.

5 Según otro aspecto de la invención, se proporciona un controlador para identificar perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes asociadas con una turbina eólica. El controlador está configurado para monitorizar una señal indicativa de un parámetro asociado con el funcionamiento de la turbina eólica, determinar una señal esperada del parámetro basándose en la señal monitorizada, determinar una diferencia entre valores de la señal monitorizada y la señal esperada determinada, y correlacionar las diferencias determinadas con la posición de guiñada de una góndola de la turbina eólica. El controlador está configurado para determinar, basándose en las diferencias correlacionadas, valores inesperados del parámetro para diferentes posiciones de guiñada, e identificar, basándose en una frecuencia de ocurrencia de los valores inesperados determinados, una perturbación de viento de flujo libre recurrente asociada con una posición de guiñada de la góndola.

15 Según otro aspecto de la invención, se proporciona una turbina eólica que comprende un controlador como se describió anteriormente.

### Breve descripción de los dibujos

20 Ahora se describirán ejemplos de la invención con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 ilustra esquemáticamente una turbina eólica según un aspecto de la invención;

la figura 2 ilustra esquemáticamente un controlador de la turbina eólica de la figura 1, según un aspecto de la invención;

25 la figura 3 ilustra las etapas de un método realizado por el controlador de la figura 2, según un aspecto de la invención;

la figura 4 ilustra un ejemplo de cómo los valores esperados de un parámetro de turbina eólica monitorizado por el controlador de la figura 2 varían para diferentes velocidades del viento;

30 la figura 5(a) ilustra una varianza móvil de paso de pala para diferentes posiciones de guiñada de una góndola de la turbina eólica de la figura 1, y la figura 5(b) ilustra la varianza móvil después de que se hayan aplicado una o más etapas de procesamiento del método de la figura 3;

35 la figura 6(a) ilustra una varianza móvil de una aceleración de lado a lado de una parte superior de una torre de la turbina eólica de la figura 1 para diferentes posiciones de guiñada de la góndola de la turbina eólica de la figura 1, la Figura 6(b) ilustra cómo los valores esperados para un parámetro de aceleración superior de torre de lado a lado monitorizado por el controlador de la figura 2 varían para diferentes velocidades del viento, y la figura 6(c) ilustra la varianza móvil para diferentes velocidades del viento después de que se hayan aplicado una o más etapas de procesamiento del método de la figura 3;

40 la figura 7(a) ilustra una varianza móvil de la intensidad de turbulencia para diferentes posiciones de guiñada de la góndola de la turbina eólica de la figura 1, la figura 7(b) ilustra cómo los valores esperados para un parámetro de intensidad de turbulencia monitorizado por el controlador de la figura 2 varían para diferentes velocidades del viento, y la figura 7(c) ilustra la varianza móvil para diferentes velocidades del viento después de que se hayan aplicado una o más etapas de procesamiento del método de la figura 3;

45 la figura 8(a) ilustra una varianza móvil de una diferencia en la carga de pala entre los cuadrantes izquierdo y derecho de un plano de rotor para diferentes posiciones de guiñada de la góndola de la turbina eólica de la figura 1, la figura 8(b) ilustra cómo los valores esperados para una diferencia en la carga de pala entre el parámetro de cuadrantes izquierdo y derecho monitorizado por el controlador de la figura 2 varían para diferentes velocidades del viento, y la figura 8(c) ilustra la varianza móvil para diferentes velocidades del viento después de que se hayan aplicado una o más etapas de procesamiento del método de la figura 3;

50 La figura 9(a) ilustra una varianza móvil de una diferencia en la carga de pala entre cuadrantes superior e inferior del plano de rotor para diferentes posiciones de guiñada de la góndola de la turbina eólica de la figura 1, la figura 9(b) ilustra cómo los valores esperados para una diferencia en la carga de pala entre el parámetro de cuadrantes superior e inferior monitorizado por el controlador de la figura 2 varían para diferentes velocidades del viento, y la figura 9(c) ilustra la varianza móvil para diferentes velocidades del viento después de que se hayan aplicado una o más etapas de procesamiento del método de la figura 3;

60 la figura 10 ilustra esquemáticamente cómo un plano de rotor de pala de la turbina eólica de la figura 1 se divide en cuadrantes; y,

65 la figura 11 ilustra gráficos de un ejemplo en el que se combinan los resultados de identificación de estela obtenidos basándose en los diferentes parámetros monitorizados, donde cada resultado de identificación de estela se determina según el método de la figura 3.

## Descripción detallada

La presencia de diversos efectos del campo de viento (o perturbaciones del viento de flujo libre) en las proximidades de/proximales a una turbina eólica puede influir en el funcionamiento de la turbina eólica, es decir, puede causar cambios en los estados de turbina eólica. En particular, ciertos efectos del campo de viento pueden afectar negativamente la eficiencia de funcionamiento de la turbina eólica, por ejemplo, reduciendo la cantidad de energía eólica que se recoge por la turbina eólica (y, por lo tanto, reduciendo la producción de potencia de la turbina eólica), y/o aumentando las cargas experimentadas por componentes de la turbina (reduciendo de ese modo potencialmente la vida útil de los componentes).

De particular interés son los efectos del campo de viento que son recurrentes, es decir, que se repiten de manera predecible en ciertas condiciones de funcionamiento. Por lo tanto, puede ser posible mitigar los efectos de tales efectos del campo de viento recurrentes si se pueden predecir su existencia y efectos. Uno de tales efectos de campo de viento recurrente es una estela estática, detectada durante un período más largo, de modo que su ocurrencia futura puede ser predecible. Esto contrastaría con una nueva estela que se crea frente a una turbina eólica, y que se detecta en tiempo real.

La presente invención proporciona la identificación de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes (efectos del campo de viento recurrentes) asociadas con una turbina eólica. La invención es ventajosa porque proporciona una identificación precisa de tales alteraciones recurrentes (por ejemplo, flujo de estela (estático)) utilizando el hardware actual y señales de una turbina eólica. Es decir, no son necesarios hardware externo/adicional, tales como sensores, minimizando así los costes. Además, no se necesita información externa a la turbina eólica. Por lo tanto, la invención puede adaptarse a/incluirse de manera beneficiosa en turbinas eólicas existentes. La invención también es ventajosa porque proporciona la detección en tiempo real de los efectos del campo de viento que pueden ser efectos del campo de viento recurrentes. Esto se debe a que la identificación se basa en señales medidas o estimadas de la turbina eólica, por ejemplo, señales indicativas de mediciones de sensor de turbina eólica, que puede recibirse y/o determinarse en cada etapa de tiempo del controlador de turbina eólica (o en ciertas etapas de tiempo del mismo). La invención además identifica ventajosamente un efecto de campo de viento recurrente en asociación con al menos una variable del funcionamiento de turbina eólica. En un ejemplo, esta variable es la posición de guiñada de góndola. Esto significa que el control de la turbina eólica puede realizarse basándose en esta asociación, por ejemplo, para evitar que la turbina eólica funcione durante períodos prolongados en ciertas posiciones de guiñada de la góndola. Ahora se describirán ejemplos de la invención, y se resumen otras ventajas y beneficios de la invención, y se harán evidente, a lo largo de todo el documento.

La figura 1 muestra una turbina eólica 10 en la que se puede incorporar un ejemplo de la divulgación. La turbina eólica 10 comprende una torre 12 que soporta una góndola 14 en la que está montado un rotor 16. El rotor 16 comprende una pluralidad de palas de turbina eólica 18 que se extienden radialmente desde un buje 20. En este ejemplo, el rotor 16 comprende tres palas 18 y un único rotor 16, aunque son posibles otras configuraciones que incluyen cualquier número adecuado de palas y rotores. La turbina eólica 10 puede ubicarse en un parque eólico (no mostrado) que incluye una pluralidad de turbinas eólicas. En particular, la turbina eólica 10 puede estar ubicada adyacente a una o más de otras turbinas eólicas.

La figura 2 muestra un controlador de turbina eólica 22 según un ejemplo de la divulgación que puede implementarse en la turbina eólica 10 de la figura 1. El controlador 22 puede configurarse para emitir o transmitir señales de control para controlar el funcionamiento de la turbina eólica. Por ejemplo, el controlador 22 puede emitir señales a uno o más sistemas de accionamiento de la turbina eólica 10 para ajustar un ángulo de paso de una o más de las palas de rotor 18, y/o señales de salida para controlar una velocidad de un generador de la turbina eólica 10. Además, el controlador 22 puede emitir señales de control a un sistema de guiñada de la turbina eólica 10 para ajustar una posición de guiñada de la góndola 14. Las señales de control particulares, u otras salidas, que van a transmitirse por el controlador 22 pueden determinarse por el controlador 22 y basarse en una o más entradas recibidas por el controlador 22. Por ejemplo, estas entradas pueden incluir una o más mediciones o señales recibidas de sensores de la turbina eólica 10, por ejemplo, sensores de velocidad del viento, sensores de carga, acelerómetros, etc.

El controlador 22 puede tener la forma de cualquier dispositivo informático adecuado, por ejemplo, una o más unidades o módulos funcionales implementados en uno o más procesadores informáticos. Tales unidades funcionales pueden proporcionarse mediante software adecuado que se ejecuta en cualquier sustrato informático adecuado usando procesadores y memoria convencionales o personalizados. La una o más unidades funcionales pueden usar un sustrato informático común (por ejemplo, pueden ejecutarse en el mismo servidor) o sustratos separados, o uno o ambos pueden distribuirse entre múltiples dispositivos informáticos. Una memoria informática puede almacenar instrucciones para realizar los métodos realizados por el controlador, y el/los procesador(es) puede(n) ejecutar las instrucciones almacenadas para realizar el método.

El controlador 22 ilustra entradas al mismo, y salidas del mismo, para identificar efectos del campo de viento recurrentes según un ejemplo de la invención. En particular, la figura 2 ilustra que el controlador 22 recibe la señal de turbina eólica 24. Esta señal puede ser indicativa de cómo están funcionando ciertos aspectos de la turbina eólica 10,

y puede incluir señales de uno o más sensores de la turbina eólica 10, por ejemplo. Específicamente, la señal de turbina eólica 24 puede incluir valores medidos o estimados de diferentes parámetros que son indicativos del funcionamiento de turbina eólica, o que influyen en el funcionamiento de turbina eólica. Tales parámetros pueden incluir una o más cargas experimentadas por las palas de rotor 18 (por ejemplo, cargas a lo largo de los bordes o a lo largo de las aletas), y un ángulo de paso de una o más de las palas de rotor 18. Los parámetros también pueden incluir una aceleración de la parte superior de la torre de turbina eólica 12, por ejemplo, aceleraciones de parte superior de torre de lado a lado, de parte delantera a parte trasera, y/o torsionales. Además, los parámetros pueden incluir una intensidad de turbulencia que está presente en las proximidades de la turbina eólica 10, y un nivel de potencia que está siendo producido por la turbina eólica 10 y proporcionado a la red. Los parámetros también pueden incluir condiciones ambientales en las que la turbina eólica 10 está funcionando, tal como la velocidad del viento y/o la dirección del viento. Algunos de los parámetros pueden medirse directamente por sensores de la turbina eólica (por ejemplo, sensores de carga de pala, acelerómetros, etc.), mientras que algunos otros parámetros pueden determinarse o estimarse basándose en otras mediciones de sensor y/o señales de control emitidas por el controlador 22.

El controlador 22 también puede recibir una indicación de la velocidad del viento 26 en las proximidades de la turbina eólica 10. Esta se puede obtener, por ejemplo, desde un sensor adecuado de la turbina eólica 10. En algunos ejemplos, la velocidad del viento se recibe por el controlador 22 como parte de la señal de turbina eólica 24. El controlador 22 también recibe una indicación de la posición de guiñada (actual) de la góndola 14 de la turbina eólica 10. Esta puede tener la forma de una señal de control indicativa de una posición de guiñada que el sistema de guiñada de la turbina eólica 10 ha controlado que la góndola 14 va a asumir.

El controlador 22 puede emitir una indicación de una perturbación recurrente de flujo libre identificada, tal como una estela estática, determinada basándose en las entradas. La indicación puede incluir detalles determinados de la perturbación, tal como una o más variables de funcionamiento que se determina que están asociadas con la perturbación identificada, como se describirá a continuación. Los detalles de la perturbación también pueden incluir una intensidad de la perturbación y/o una dirección o ubicación de la perturbación en relación con la turbina eólica 10, y pueden incluir además un nivel de confianza indicativo de una confianza de que la perturbación identificada es una identificación precisa. Esto se discutirá más adelante.

La figura 3 ilustra las etapas de un método 40, realizado por el controlador 22, para identificar perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes según un ejemplo de la invención. En la etapa 42, el método 40 implica monitorizar la señal 24 indicativa de un parámetro asociado con el funcionamiento de la turbina eólica 10. Los cambios de monitorización en el parámetro (ejemplos de los cuales se proporcionan anteriormente) a lo largo del tiempo pueden usarse para identificar la presencia de efectos de campo de viento en las proximidades de la turbina eólica 10, tal como flujo de estela. En particular, la señal 24 puede monitorizarse durante un período de tiempo suficientemente largo para que puedan verificarse y analizarse los valores típicos del parámetro en una variedad de diferentes condiciones de funcionamiento de turbina eólica y ambientales. Por ejemplo, la monitorización inicial puede ser durante un período de varias horas, pero normalmente puede ser durante un número de días o semanas.

En la etapa 44 del método 40, la señal monitorizada 24 se usa para determinar una denominada señal esperada (o señal típica, o señal de referencia) del parámetro. Esto puede implicar registrar una o más propiedades estadísticas de la señal monitorizada a medida que el controlador 22 recibe los datos de la señal. En la práctica, las turbinas eólicas no almacenan señales de sensor adquiridas durante largos períodos de tiempo, para reducir los requisitos de almacenamiento de datos de la turbina eólica 10. Por ejemplo, los datos del sensor pueden almacenarse durante unas pocas horas (por ejemplo, dos horas) antes de descartarse. Por lo tanto, generalmente no es posible almacenar todos los datos adquiridos obtenidos mientras se monitoriza la señal de turbina eólica durante un período prolongado y luego determinar la señal esperada. En su lugar, la señal esperada puede determinarse y actualizarse (por ejemplo, en tiempo real o a intervalos prescritos) a medida que los datos de señal monitorizada se adquieren en la etapa 32, y antes de que se descarten por la turbina eólica 10. Como se mencionó anteriormente, la señal esperada puede estar en forma de (y por lo tanto almacenarse como) una o más propiedades estadísticas (señales de funcionamiento estadístico). Tales propiedades pueden incluir una media estadística, una desviación estándar, una varianza, o cualquier otra propiedad estadística adecuada de la señal monitorizada. Se apreciará que almacenar determinadas propiedades estadísticas de una señal monitorizada de esta manera requiere sustancialmente menos almacenamiento de datos que almacenar los propios datos de señal monitorizada.

La señal esperada puede actualizarse para reflejar todos los datos adquiridos desde cuando comienza a monitorizarse la señal de turbina eólica 24. Alternativamente, como la señal esperada se actualiza para incluir los datos adquiridos más recientemente, los datos más antiguos pueden "olvidarse" para que ya no contribuyan a la señal esperada. Por lo tanto, en cualquier momento dado, la señal esperada puede reflejar datos de señal monitorizada adquiridos en un período de tiempo establecido inmediatamente antes del tiempo actual.

La señal esperada debe usarse como un punto de referencia para identificar cuándo la señal monitorizada se desvía de los valores típicos de la misma. Esto se debe a que tal desviación puede ser indicativa de un cambio en el estado de turbina eólica causado por una perturbación de campo de viento. Sin embargo, se espera un cierto grado de variación en la señal monitorizada durante el funcionamiento normal de la turbina eólica 10 en diferentes condiciones de funcionamiento (pero normales). De hecho, una cantidad diferente de variación en la señal monitorizada puede ser

típica para diferentes condiciones de funcionamiento. Un ejemplo de tal condición de funcionamiento es la velocidad del viento en las proximidades de la turbina eólica 10. Es decir, se pueden esperar diferentes niveles de variación en la señal monitorizada durante el funcionamiento normal de la turbina eólica 10 para diferentes velocidades del viento.

5 La figura 4 ilustra un ejemplo de cómo la señal esperada (señal de funcionamiento estadístico) puede variar para diferentes valores de una señal de turbina eólica particular que, en este ejemplo, son diferentes velocidades del viento. En este ejemplo, el parámetro que se monitoriza por la señal monitorizada es el ángulo de paso de las palas de rotor 18, y la varianza estadística esperada de los valores monitorizados del parámetro se muestra para diferentes velocidades del viento. Como se puede ver en el ejemplo de la figura 4, la varianza en la señal monitorizada  
10 generalmente aumenta de manera monótona para aumentar la velocidad del viento desde 0 m/s hasta aproximadamente 21 m/s. Para velocidades del viento superiores a 21 m/s, la varianza generalmente disminuye de manera monótona, antes de fluctuar entre aproximadamente 28 m/s y 30 m/s. Se entenderá, por lo tanto, que los valores de la señal monitorizada que se desvían en una cierta cantidad pueden estar dentro de un intervalo de funcionamiento normal para ciertas velocidades del viento, pero fuera de un intervalo de funcionamiento normal para  
15 otras velocidades del viento.

Con el fin de establecer más fácilmente cuando las desviaciones en la señal monitorizada son indicativas de un cambio en el estado de la turbina eólica causado por una perturbación de campo de viento en lugar de desviaciones normales para una condición de funcionamiento dada, la señal esperada puede normalizarse antes de usarse para identificar  
20 posibles perturbaciones de campo de viento. En particular, la señal esperada puede normalizarse con respecto a (o basarse en) una variable dominante de funcionamiento de turbina eólica que provoca fluctuación o varianza en el parámetro de señal monitorizado. En el ejemplo descrito, la señal esperada se normaliza basándose en la velocidad del viento recibida o monitorizada 26 recibida por el controlador 22; sin embargo, se apreciará que se pueden usar diferentes variables o parámetros para normalizar la señal esperada. El parámetro particular usado para la  
25 normalización puede seleccionarse basándose en qué variable o parámetro es una variable dominante en el sentido de impactar los resultados para la variable monitorizada.

Una vez que se han recopilado suficientes datos para determinar una señal esperada que representa con precisión valores típicos del parámetro a través de una variedad de condiciones de funcionamiento de la turbina eólica 10, la  
30 señal esperada puede usarse para determinar si los valores de parámetros de la señal monitorizada caen dentro de un intervalo esperado para el funcionamiento normal de turbina eólica, o si caen fuera del intervalo esperado, lo que indica potencialmente la presencia de una perturbación de campo de viento.

En la etapa 46 del método 40, el controlador 22 determina una diferencia entre valores de la señal monitorizada y la  
35 señal esperada determinada. Las diferencias determinadas se correlacionan entonces con la posición de guiñada 28 de la góndola de turbina eólica 14, es decir, la posición de guiñada de la góndola 14 cuando se adquiere el valor de señal monitorizado. En particular, las diferencias determinadas se agrupan contra la posición de guiñada de la góndola 14, mapeando de este modo la desviación de los valores esperados para diferentes posiciones de góndola. De esta manera, se puede verificar si ciertas posiciones de guiñada de la góndola 14 están asociadas con desviaciones en la  
40 señal de turbina eólica, posiblemente como resultado de perturbaciones de campo de viento. Cada agrupación puede representar un intervalo de ángulos adecuado de posición de guiñada de góndola, por ejemplo, cada agrupación representa un intervalo de cuatro grados, con agrupaciones que se proporcionan para cubrir todo el intervalo posible de posiciones de guiñada de la góndola 14.

45 En la etapa 48 del método 40, el controlador 22 determina, basándose en las diferencias correlacionadas, valores inesperados del parámetro para diferentes posiciones de guiñada. En particular, para cada posición de guiñada se pueden determinar una o más propiedades estadísticas de las diferencias correlacionadas. Entonces se pueden aplicar una o más técnicas para determinar si las diferencias correlacionadas para cada posición de guiñada son  
50 mayores de lo que se esperaría durante el funcionamiento normal y, si es así, esto puede considerarse como una señal inesperada.

Las diferencias o desviaciones pueden analizarse usando una o más técnicas de distribución de frecuencia, por ejemplo, para determinar un intervalo de valores que se consideraría que representan el funcionamiento normal o no  
perturbado de la turbina eólica 10, por ejemplo, incluyendo medianas, percentiles, etc. Puede haber una suposición  
55 general de que una turbina eólica (o un parque eólico que incluye una pluralidad de turbinas eólicas) está posicionada de tal manera que funciona durante la mayor parte del tiempo sin perturbaciones del viento de flujo libre. Valores fuera del funcionamiento normal esperado, es decir, valores atípicos o inesperados, registrarán diferencias más altas en los valores esperados.

60 En la etapa 50 del método 40, el controlador 22 identifica, basándose en una frecuencia de ocurrencia de los valores inesperados determinados, una perturbación de viento de flujo libre recurrente asociada con una posición de guiñada de la góndola. La presente divulgación está dirigida a identificar perturbaciones de campo de viento que se producen durante períodos más largos. Por ejemplo, la divulgación está dirigida a identificar estelas estáticas que impactan en el rendimiento de la turbina eólica 10, en lugar de la detección en tiempo real de una nueva estela creada frente a la  
65 turbina eólica 10.

Por lo tanto, el método analiza si valores o señales inesperados asociados con una posición particular de guiñada de góndola (es decir, una señal que es suficientemente diferente del valor esperado) se repiten a lo largo del tiempo. Si la señal inesperada se registra como una varianza móvil, por ejemplo, entonces una varianza suficientemente alta a lo largo del tiempo desde la señal esperada para una posición de guiñada particular puede indicar una ocurrencia relativamente frecuente de valores inesperados en dicha posición de guiñada, lo que puede indicar la presencia de una perturbación de viento de flujo libre recurrente asociada con dicha posición de guiñada.

Las figuras 5(a) y 5(b) ilustran un ejemplo de la identificación de estelas asociadas con ciertas posiciones de guiñada de góndola de la turbina eólica 10, según el método descrito anteriormente. Como en el ejemplo ilustrado en la figura 4, el parámetro que se monitoriza por la señal monitorizada es el ángulo de paso de las palas de rotor 18. La figura 5(a) ilustra una señal de funcionamiento estadístico (en este ejemplo, una varianza móvil del paso de pala) para cada posición de guiñada de la góndola 14. Se puede ver que la varianza es significativamente mayor para algunas posiciones de guiñada que para otras. La figura 5(a) indica que en este ejemplo hay de hecho estelas estáticas asociadas con posiciones de guiñada correspondientes a aproximadamente 80 grados y aproximadamente 230 grados. Sin embargo, la varianza asociada con algunas otras posiciones de guiñada también es relativamente alta (por ejemplo, una posición de guiñada de aproximadamente 200 grados) y por lo tanto la señal monitorizada se analiza según el método descrito anteriormente para identificar con precisión las posiciones de guiñada asociadas con las perturbaciones de campo de viento. En particular, las señales adquiridas se normalizan basándose en una señal particular de la turbina eólica que, en este ejemplo, es la velocidad del viento (como se describió anteriormente, e ilustrado en la figura 4), y luego el patrón o señal esperada se elimina de la señal monitorizada para indicar diferencias en la señal monitorizada de la señal esperada para diferentes posiciones de guiñada. Específicamente, la señal resultante se ilustra en la figura 5(b). Se puede ver que los valores de varianza más altos asociados con las posiciones de guiñada de aproximadamente 80 y 230 grados permanecen, mientras que la varianza asociada con una posición de guiñada de aproximadamente 200 grados (en comparación con los otros picos) es significativamente menor que en la figura 5(a). Esto indica que la alta varianza a aproximadamente 200 grados en la figura 5(a) fue el resultado de la influencia de la velocidad del viento en la señal monitorizada, mientras que la alta varianza a 80 y 230 grados surge por una razón diferente, en este caso la presencia de estelas estáticas asociadas con esas posiciones de guiñada.

Si se identifica una perturbación de viento de flujo libre recurrente, entonces el método puede incluir una etapa de determinación de una intensidad de la perturbación identificada. En particular, la intensidad puede basarse en una magnitud de las diferencias entre los valores inesperados y la señal esperada, por ejemplo, una magnitud de la varianza móvil de la señal monitorizada. Específicamente, las diferencias pueden normalizarse por (o en relación con) los valores absolutos máximos, con una intensidad de pico que coincide con la diferencia máxima (absoluta) con los valores esperados. De esta manera, la intensidad puede normalizarse para estar entre 0 y 1, por ejemplo, con una intensidad de perturbación igual a 1 correspondiente al pico más grande, es decir, la mayor diferencia, y una intensidad de perturbación igual a 0 correspondiente a ninguna perturbación. Esta normalización es necesario que sea dinámica ya que se desconoce *a priori* qué nivel de diferencias se esperan.

Los resultados también dependerán del tipo particular de turbina eólica en consideración, y la ubicación particular.

El método puede incluir una etapa de determinación de una dirección de la perturbación identificada. En particular, la dirección puede determinarse como una derivada de las diferencias entre los valores inesperados y la señal esperada con respecto a una posición de guiñada actual de la góndola. Específicamente, el mapeo de la desviación de los valores esperados puede diferenciarse para la posición de guiñada de góndola en tiempo real y puede hacerse referencia cruzada con la intensidad de perturbación determinada. En un ejemplo, se puede determinar que la dirección de perturbación es una de la izquierda, central o derecha con respecto a la turbina eólica 10, en función de la derivada determinada, por ejemplo, una diferencia creciente con la posición de guiñada indica "izquierda" y una diferencia decreciente con la posición de guiñada indica "derecha". Esto puede representarse por un intervalo de -1 (izquierda), a través de 0 (centro), a 1 (derecha).

En los ejemplos ilustrados en las figuras 4 y 5, el ángulo de paso de pala se usa como el parámetro que se está monitorizando en la señal de turbina eólica para detectar perturbaciones. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, se pueden usar muchos parámetros diferentes en la señal de turbina eólica para este propósito.

Las figuras 6(a), 6(b) y 6(c) ilustran un ejemplo en el que el parámetro monitorizado es la aceleración de lado a lado de la parte superior de la torre de turbina eólica 12 (por ejemplo, obtenido a partir de mediciones de acelerómetro) en el caso en el que el flujo de estela recurrente existe en las mismas posiciones de guiñada que la figura 5, es decir, a aproximadamente 80 y 230 grados. En particular, la figura 6(a) ilustra una varianza móvil de la aceleración de parte superior de torre (es decir, la señal de funcionamiento estadístico en este ejemplo) para cada posición de guiñada de la góndola 14. Se puede ver que la varianza fluctúa en mayor grado para este parámetro en comparación con el paso de pala (como se ilustra en la figura 5(a)). De manera correspondiente a la figura 4, la figura 6(b) ilustra entonces cómo la señal esperada para el parámetro de aceleración superior de la torre puede variar para diferentes valores de una señal de turbina eólica particular que, en este ejemplo, son diferentes velocidades del viento. De nuevo de una manera correspondiente a la descrita anteriormente, la señal monitorizada se normaliza basándose en la velocidad del viento monitorizada y la señal esperada se elimina de la señal monitorizada para obtener la señal de varianza móvil ilustrada en la figura 6(c) para diferentes posiciones de guiñada. Se puede ver que la varianza alcanza picos en esas posiciones

de guiñada correspondientes a las estelas estáticas a aproximadamente 80 y 230 grados. Es decir, posiciones de guiñada asociadas con señales inesperadas (es decir, grandes varianzas con respecto a una señal esperada) indican, por lo tanto, la presencia de perturbaciones de campo de viento, en este caso, estelas recurrentes. En este caso, esto se debe a que la presencia de flujo de estela hace que la torre 12 se agite.

Las figuras 7(a), 7(b) y 7(c) ilustran un ejemplo en el que el parámetro monitorizado tiene una intensidad de turbulencia en el caso en el que el flujo de estela recurrente existe a aproximadamente 80 y 230 grados. Como una estela generará turbulencia, entonces este parámetro también puede ser útil para la identificación de estela usando el método descrito. De manera correspondiente a los ejemplos anteriores, la figura 7(a) ilustra una señal de funcionamiento estadístico en forma de una varianza móvil de la intensidad de turbulencia para cada posición de guiñada de la góndola 14, la figura 7(b) ilustra cómo varía la señal esperada para el parámetro de intensidad de turbulencia para diferentes velocidades del viento (es decir, la señal de turbina eólica particular en este ejemplo), y la figura 7(c) ilustra la varianza móvil para diferentes velocidades del viento después de que la señal monitorizada se haya normalizado por la velocidad del viento y se haya eliminado la señal esperada.

Las figuras 8 y 9 ilustran además diferentes parámetros que pueden monitorizarse para identificar perturbaciones de campo de viento recurrentes, específicamente en el caso en el que el flujo de estela recurrente existe a aproximadamente 80 y 230 grados. En particular, las figuras 8 y 9 ilustran ejemplos en los que el parámetro monitorizado se la carga en las palas de rotor de turbina eólica 10. Una estela generará diferencias entre las fuerzas aplicadas a las palas de rotor 18 dependiendo de dónde se coloque una pala alrededor de su trayectoria de rotación. La figura 10 ilustra esquemáticamente cómo el plano del rotor de pala puede dividirse en cuadrantes, concretamente, cuadrantes superior, inferior, izquierdo y derecho.

En la figura 8, el parámetro monitorizado es una diferencia en la carga de pala entre los cuadrantes izquierdo y derecho. Específicamente, la figura 8(a) ilustra una señal de funcionamiento estadístico en forma de una varianza móvil de la diferencia en la carga de pala entre los cuadrantes izquierdo y derecho para cada posición de guiñada de la góndola 14, la figura 8(b) ilustra cómo la señal esperada para el parámetro de diferencia de carga izquierda-derecha varía para diferentes velocidades del viento (es decir, la señal de turbina eólica particular en este ejemplo), y la figura 8(c) ilustra la varianza móvil para diferentes velocidades del viento después de que la señal monitorizada se haya normalizado por la velocidad del viento y se haya eliminado la señal esperada.

De manera correspondiente, en la figura 9, el parámetro monitorizado es una diferencia en la carga de pala entre los cuadrantes superior e inferior. La figura 9(a) ilustra una señal de funcionamiento estadístico en forma de una varianza móvil de la diferencia en la carga de pala entre los cuadrantes superior e inferior para cada posición de guiñada de la góndola 14, la figura 9(b) ilustra un ejemplo de cómo la señal esperada para el parámetro de diferencia de carga superior-inferior varía para diferentes velocidades del viento (es decir, la señal de turbina eólica particular en este ejemplo), y la figura 9(c) ilustra la varianza móvil para diferentes velocidades del viento después de que la señal monitorizada se haya normalizado por la velocidad del viento y se haya eliminado la señal esperada.

Como es evidente a partir de las figuras que ilustran los diferentes métodos descritos anteriormente, las perturbaciones en las señales monitorizadas pueden ser identificables en grados distintos para diferentes parámetros monitorizados. Puede ser que, aunque existe una concordancia general entre algunos de los diferentes métodos en ciertos puntos en el tiempo, existen diferencias entre los resultados de diferentes métodos en otros momentos. Una opción para mejorar la precisión de las identificaciones realizadas según el método descrito puede ser combinar o fusionar los resultados para diferentes parámetros monitorizados para hacer una identificación global de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes (así como detalles tales como su intensidad, dirección, etc.). La figura 11 ilustra gráficos de un ejemplo en el que se combinan los resultados de identificación obtenidos basándose en diferentes parámetros monitorizados, donde la figura 11 en particular muestra gráficos de intensidad de estela, dirección y posición de guiñada a lo largo del tiempo de una determinación global basada en los resultados individuales. La pendiente de la intensidad en el primer gráfico proporciona la dirección de la perturbación en el segundo gráfico, donde un valor de -1 en el segundo gráfico indica que la perturbación está a la izquierda de la turbina 10 y un valor de +1 indica que la perturbación está a la derecha de la turbina 10. En este caso, se combinan métodos individuales, y en particular los resultados se combinan usando un promedio ponderado simple. Los pesos asociados con ciertos resultados de parámetros monitorizados pueden ser mayores que para otros si ciertos parámetros tienden a proporcionar resultados más precisos que otros.

El método puede incluir además determinar un nivel de confianza asociado con la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada. Este nivel de confianza puede indicar un nivel de certeza que el método tiene en la precisión de una perturbación identificada, y sus características particulares (intensidad, etc.). En un caso en el que se combinan los resultados de una pluralidad de métodos diferentes (para diferentes parámetros monitorizados), el nivel de confianza puede determinarse basándose en un nivel de concordancia entre los diferentes métodos. Un mayor nivel de concordancia en los resultados de diferentes métodos puede corresponder a un mayor nivel de confianza asociado con los resultados. El nivel de confianza puede determinarse alternativa o adicionalmente basándose en una cantidad de datos de señal en los que se basa el análisis de identificación. Por ejemplo, si se ha identificado una perturbación de campo de viento recurrente en asociación con una posición de guiñada particular de la góndola 14, pero la góndola 14 ha tenido un funcionamiento limitado en dicha posición de guiñada, entonces la identificación puede haberse

realizado basándose en datos limitados. Como tal, una identificación realizada sobre esta base puede tener un nivel de confianza más bajo asociado al mismo que una realizada basándose en un conjunto de datos monitorizados más grande.

5 Una razón por la que la identificación de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes puede ser deseable es porque pueden afectar negativamente a la capacidad de una turbina eólica para funcionar eficientemente, por ejemplo, para maximizar la producción de potencia para la red o minimizar la carga en los componentes de turbina eólica. Tras la identificación de tal perturbación por los métodos descritos anteriormente, una opción puede ser comparar un rendimiento de turbina eólica medido (por ejemplo, producción de potencia a la red, carga de componentes, etc.) en presencia de la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada en relación con un rendimiento de turbina eólica esperado en tales condiciones de funcionamiento. Si la perturbación identificada de hecho no parece influir significativamente en el rendimiento de turbina eólica, entonces la perturbación identificada puede descartarse, o puede no considerarse en el control en curso o futuro de la turbina eólica. Por otro lado, si una diferencia entre el rendimiento de turbina eólica medido y esperado excede un umbral de rendimiento prescrito, entonces la perturbación identificada puede retenerse y tomarse en consideración para determinar las etapas de control realizadas por la turbina.

20 Como se mencionó anteriormente, el funcionamiento de la turbina eólica 10 puede controlarse basándose en la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada. Esto puede incluir controlar la posición de guiñada de la góndola 14, controlar el ángulo de paso de una o más de las palas de rotor de turbina eólica 18, y/o controlar la velocidad de un generador de la turbina eólica 10, por ejemplo. La perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada también puede usarse cuando se diseña una disposición de un parque eólico, por ejemplo, para posicionar turbinas entre sí para reducir el impacto de las estelas generadas por una turbina en las otras turbinas adyacentes, para optimizar la eficiencia de funcionamiento del parque eólico, maximizando de ese modo los retornos económicos de un parque eólico.

Se pueden hacer muchas modificaciones a los ejemplos descritos sin apartarse del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

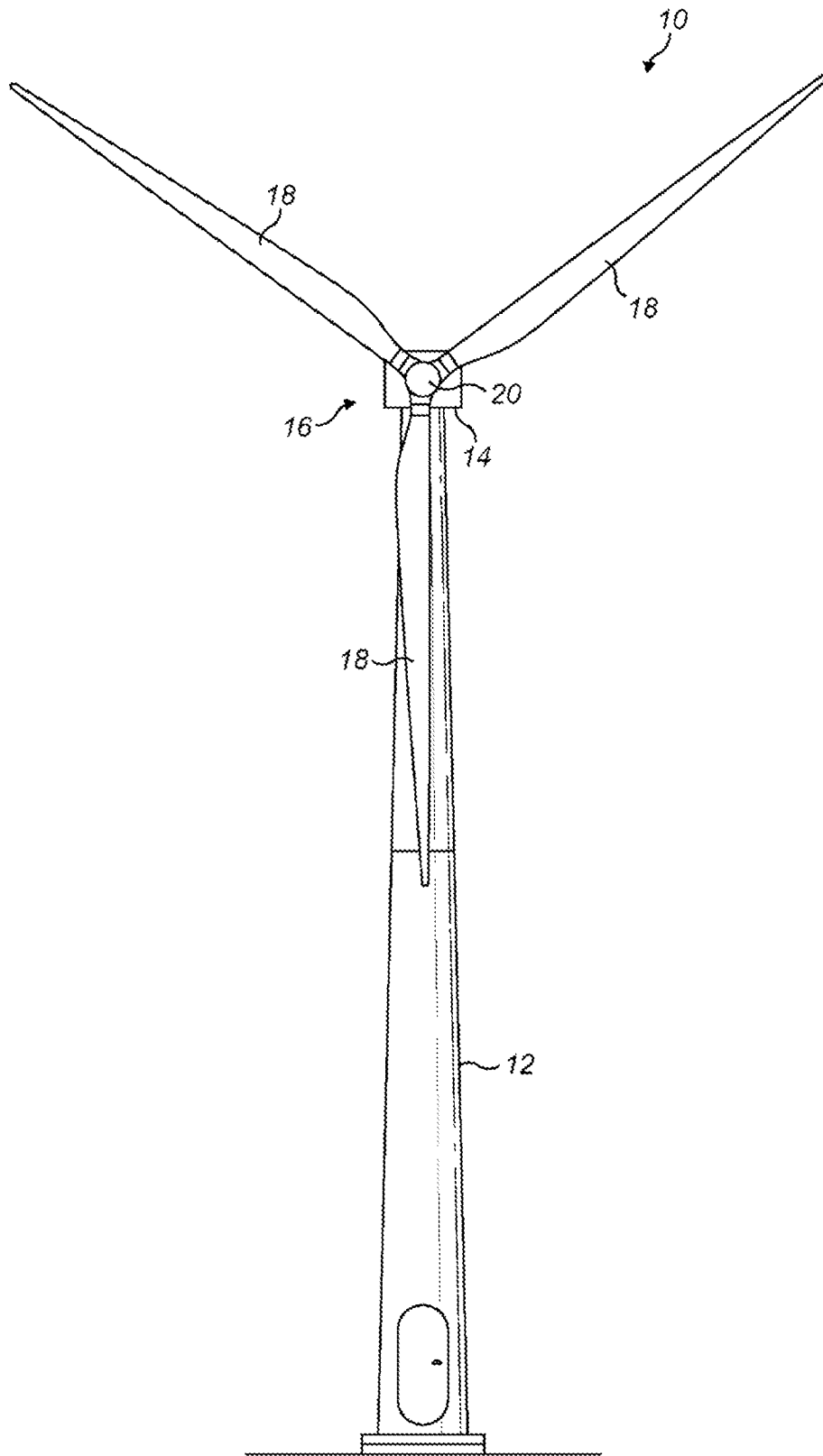
30 Aunque los ejemplos anteriores se describen con referencia a la identificación de perturbaciones en forma de estelas, se apreciará que la presente invención puede usarse para identificar diferentes tipos de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes o efectos de campo de viento asociados con, o experimentados por, una turbina eólica. Por ejemplo, en una ubicación particular, pueden ser prevalentes turbulencias, separación de flujo, patrones de onda, etc. en las proximidades de turbinas eólicas particulares, y pueden ser causados por diferentes factores ambientales en o cerca de la ubicación. Por ejemplo, estos pueden incluir estructuras, tales como edificios, cerca de la turbina eólica o del parque eólico, características del terreno en las proximidades de, o rodear, una turbina eólica o parque eólico pueden causar perturbaciones de campo de viento, y/o fenómenos meteorológicos en la ubicación de una turbina eólica o parque eólico. En general, por lo tanto, la invención se puede aplicar para identificar diferentes tipos de perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes que impactan en estados de turbina eólica.

40 En los ejemplos anteriores, una estela (u otro efecto de campo de viento) se identifica como asociada con una posición de guiñada particular de la góndola de turbina eólica. Sin embargo, se apreciará que en diferentes ejemplos de la invención, los efectos del campo de viento pueden identificarse en asociación con diferentes variables asociadas con la turbina eólica. Por ejemplo, los efectos del campo de viento podrían identificarse en asociación con una dirección del viento absoluta en las proximidades de la turbina eólica. La variable considerada a este respecto puede ser una variable independiente, es decir, una para la cual es posible un grado de control, de modo que los efectos de un efecto de campo de viento identificado pueden mitigarse. También se apreciará que también se pueden considerar los efectos del campo de viento en asociación con una pluralidad de variables diferentes.

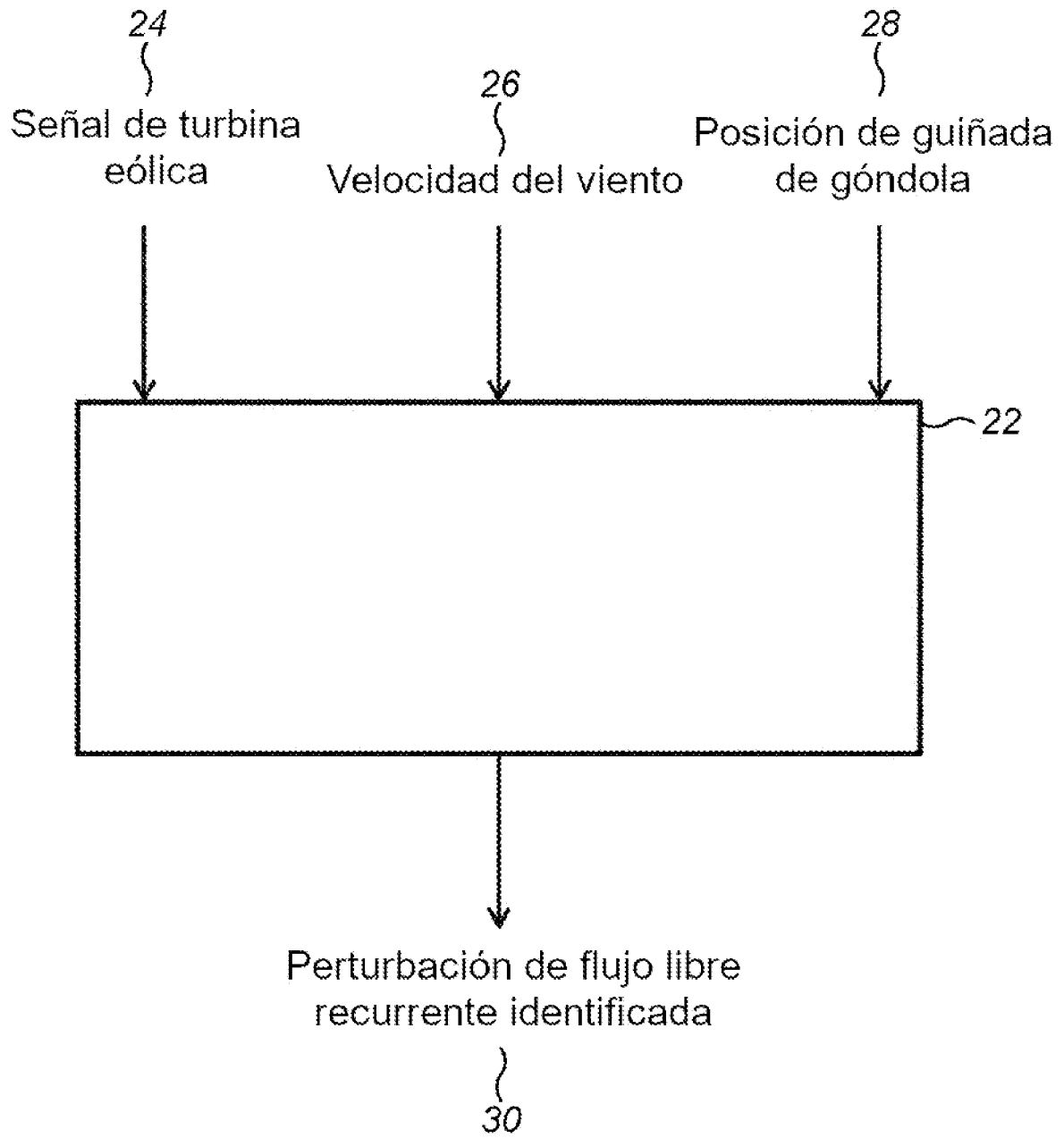
**REIVINDICACIONES**

1. Método para identificar perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes asociadas con una turbina eólica (10), comprendiendo el método la etapa de:
  - 5 monitorizar (42) una señal indicativa de un parámetro asociado con el funcionamiento de la turbina eólica; estando el método caracterizado por comprender las etapas de:
    - 10 determinar (44) una señal esperada del parámetro basándose en la señal monitorizada;
      - determinar una diferencia entre valores de la señal monitorizada y la señal esperada determinada, y correlacionar (46) las diferencias determinadas con la posición de guiñada de una góndola de la turbina eólica;
      - 15 determinar (48), basándose en las diferencias correlacionadas, valores inesperados del parámetro para diferentes posiciones de guiñada; e,
      - 20 identificar (50), basándose en una frecuencia de ocurrencia de los valores inesperados determinados, una perturbación de viento de flujo libre recurrente asociada con una posición de guiñada de la góndola.
  2. Método según la reivindicación 1, comprendiendo el método una etapa de determinación de una señal esperada normalizada normalizando la señal esperada basándose en una señal adicional indicativa de un parámetro adicional asociado con el funcionamiento de la turbina eólica, en el que determinar las diferencias comprende comparar valores de la señal monitorizada, normalizada basándose en la señal adicional, y la señal esperada normalizada determinada.
  3. Método según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el que la etapa de determinación de la señal esperada comprende determinar una o más propiedades estadísticas de la señal monitorizada; opcionalmente en el que las propiedades estadísticas incluyen una o más de una media estadística, una desviación estándar, y una varianza.
  4. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la señal esperada se actualiza a lo largo del tiempo a medida que se adquiere la señal monitorizada; opcionalmente en el que la señal esperada se determina basándose en la señal monitorizada adquirida en un intervalo de tiempo prescrito en relación con, y antes de, una etapa de tiempo actual.
  5. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la etapa de determinación de valores inesperados del parámetro comprende determinar, basándose en las diferencias correlacionadas, un intervalo de diferencias asociadas con el funcionamiento normal de la turbina eólica, e identificar diferencias correlacionadas fuera del intervalo determinado para que correspondan a valores inesperados del parámetro.
  6. Método según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo el método una etapa de determinación de una intensidad de la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada, estando la intensidad basada en una magnitud de las diferencias entre los valores inesperados y la señal esperada.
  7. Método según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo el método una etapa de determinación de una dirección de la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada en relación con la turbina eólica, determinándose la dirección como una derivada de las diferencias entre los valores inesperados y la señal esperada con respecto a una posición de guiñada actual de la góndola.
  8. Método según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo el método comparar el rendimiento de turbina eólica medido en presencia de la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada en relación con un rendimiento de turbina eólica esperado, y retener la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada si una diferencia entre el rendimiento de turbina eólica medido y esperado excede un umbral de rendimiento prescrito; opcionalmente en el que el rendimiento de la turbina eólica es la potencia generada por la turbina eólica o la carga en uno o más componentes de la turbina eólica.
  9. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que el parámetro es uno de:
    - 60 ángulo de paso de una o más palas de rotor de la turbina eólica;
    - una o más cargas en las palas de rotor;
    - 65 aceleración de la parte superior de una torre de la turbina eólica;
    - velocidad del viento en las proximidades de la turbina eólica;

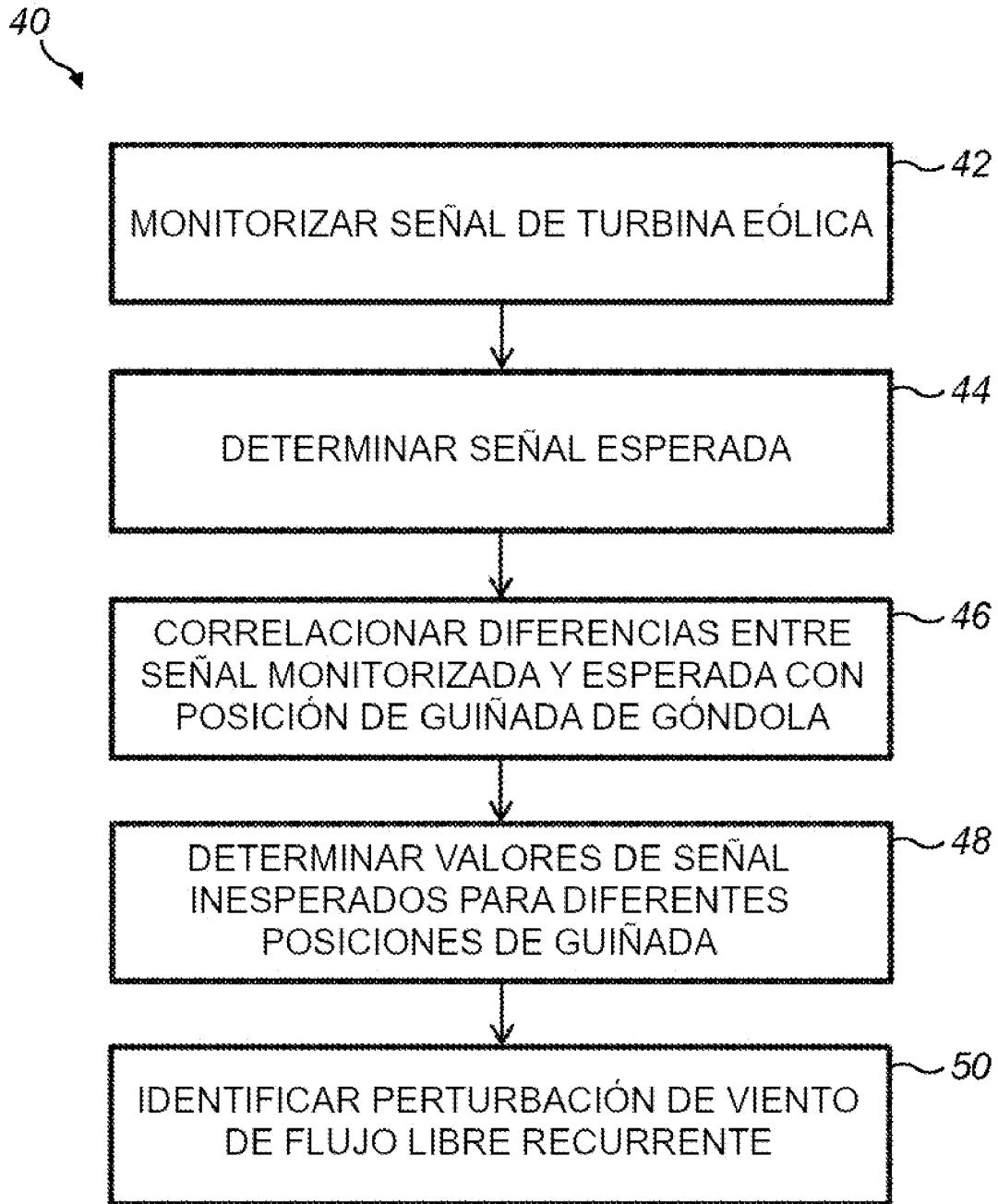
- 5 dirección del viento en las proximidades de la turbina eólica;  
intensidad de turbulencia en las proximidades de la turbina eólica; y,  
potencia de red.
10. Método según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo el método realizar las etapas de método para una pluralidad de parámetros diferentes, y combinar las perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes identificadas para cada uno de los diferentes parámetros para obtener una identificación global de una o más perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes.
11. Método según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo el método determinar un nivel de confianza asociado con la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada, determinándose el nivel de confianza basándose en al menos uno de:  
cuando depende de la reivindicación 9, un nivel de concordancia entre una salida de las etapas de método para la pluralidad de parámetros diferentes; y,  
una cantidad de datos de señal en los que se basa la identificación.
12. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que la perturbación de viento de flujo libre recurrente es flujo de estela en las proximidades de la turbina eólica.
13. Método según cualquier reivindicación anterior, comprendiendo el método controlar el funcionamiento de la turbina eólica basándose en la perturbación de viento de flujo libre recurrente identificada; opcionalmente en el que controlar el funcionamiento de la turbina eólica comprende al menos uno de controlar la posición de guiñada de la góndola, controlar el ángulo de paso de una o más palas de rotor de turbina eólica, y controlar la velocidad de un generador de la turbina eólica.
14. Controlador (22) para identificar perturbaciones de viento de flujo libre recurrentes asociadas con una turbina eólica, estando configurado el controlador para:  
monitorizar (42) una señal indicativa de un parámetro asociado con el funcionamiento de la turbina eólica;  
estando el controlador caracterizado por estar configurado además para:  
determinar (44) una señal esperada del parámetro basándose en la señal monitorizada;  
determinar una diferencia entre valores de la señal monitorizada y la señal esperada determinada, y correlacionar (46) las diferencias determinadas con la posición de guiñada de una góndola de la turbina eólica;  
determinar (48), basándose en las diferencias correlacionadas, valores inesperados del parámetro para diferentes posiciones de guiñada; e,  
identificar (50), basándose en una frecuencia de ocurrencia de los valores inesperados determinados, una perturbación de viento de flujo libre recurrente asociada con una posición de guiñada de la góndola.
15. Turbina eólica (20) que comprende un controlador según la reivindicación 14.



**FIG. 1**



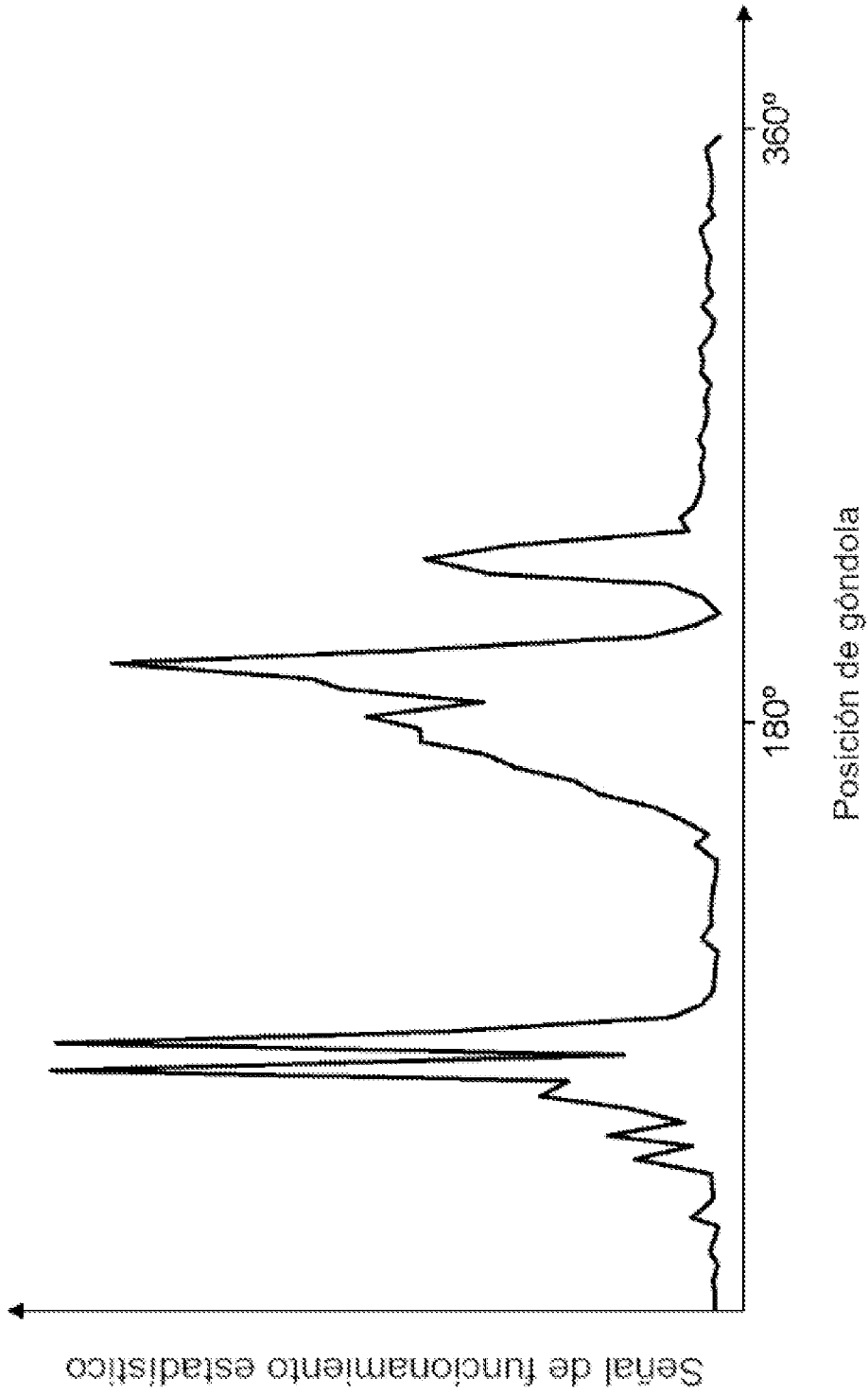
**FIG. 2**



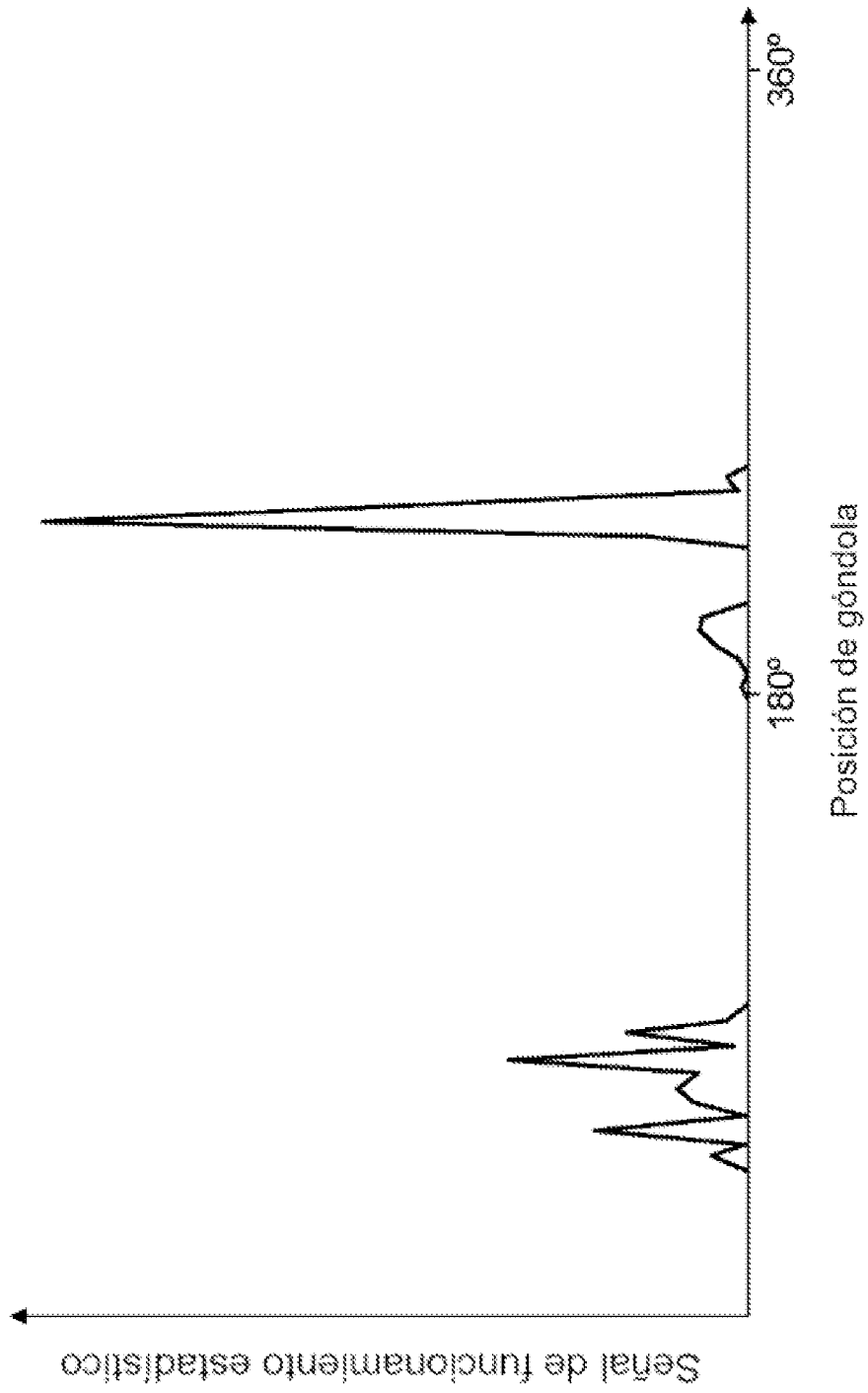
**FIG. 3**



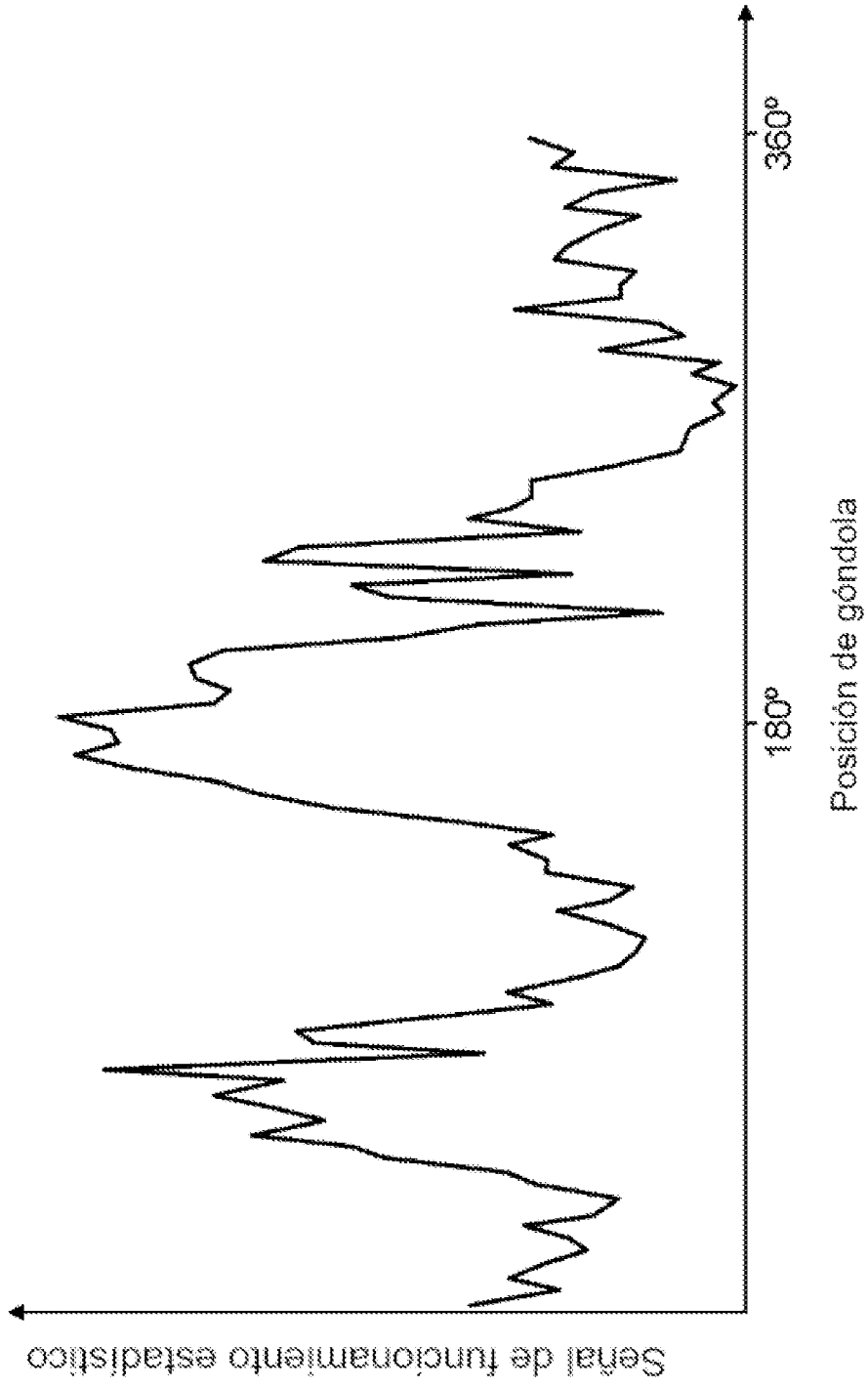
**FIG. 4**



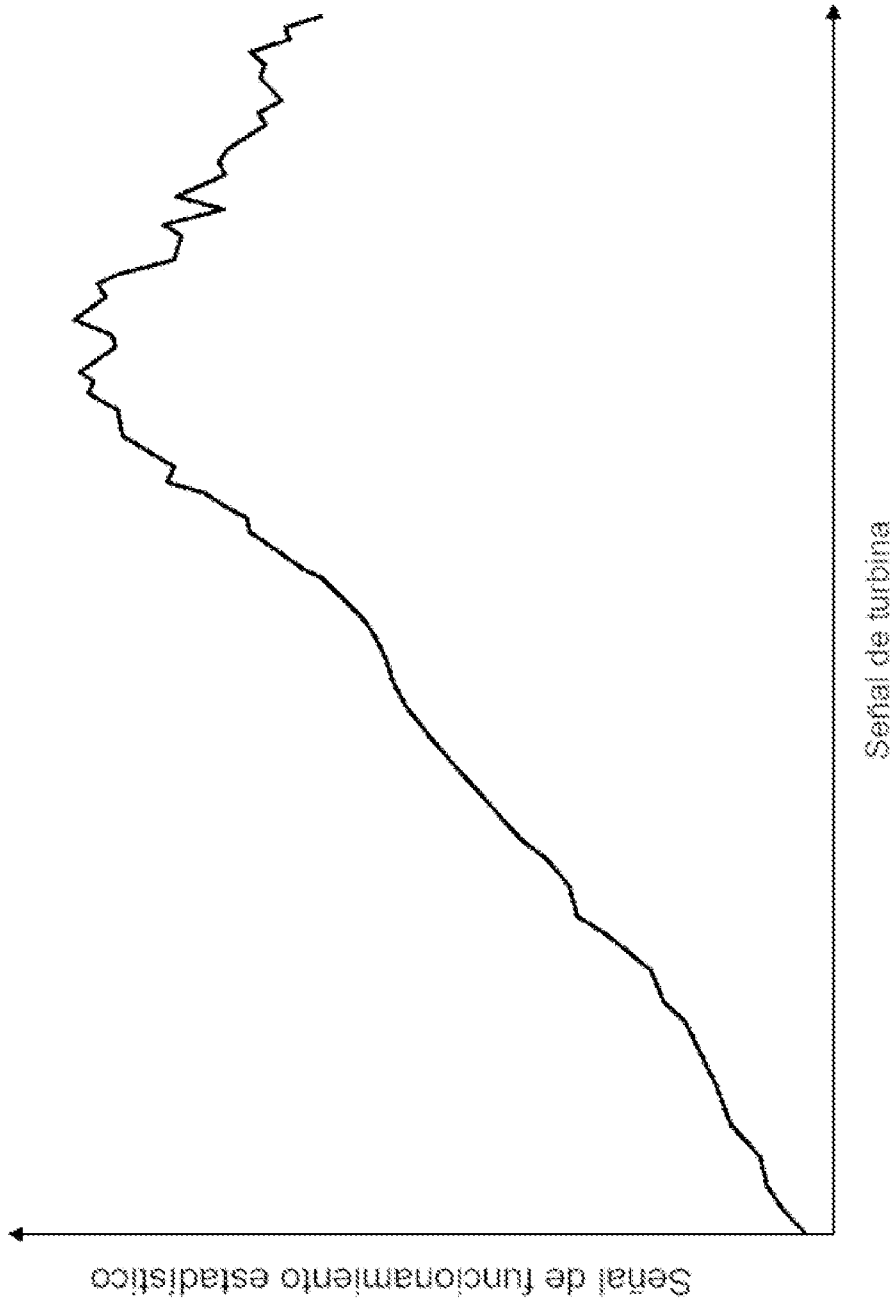
**FIG. 5(a)**



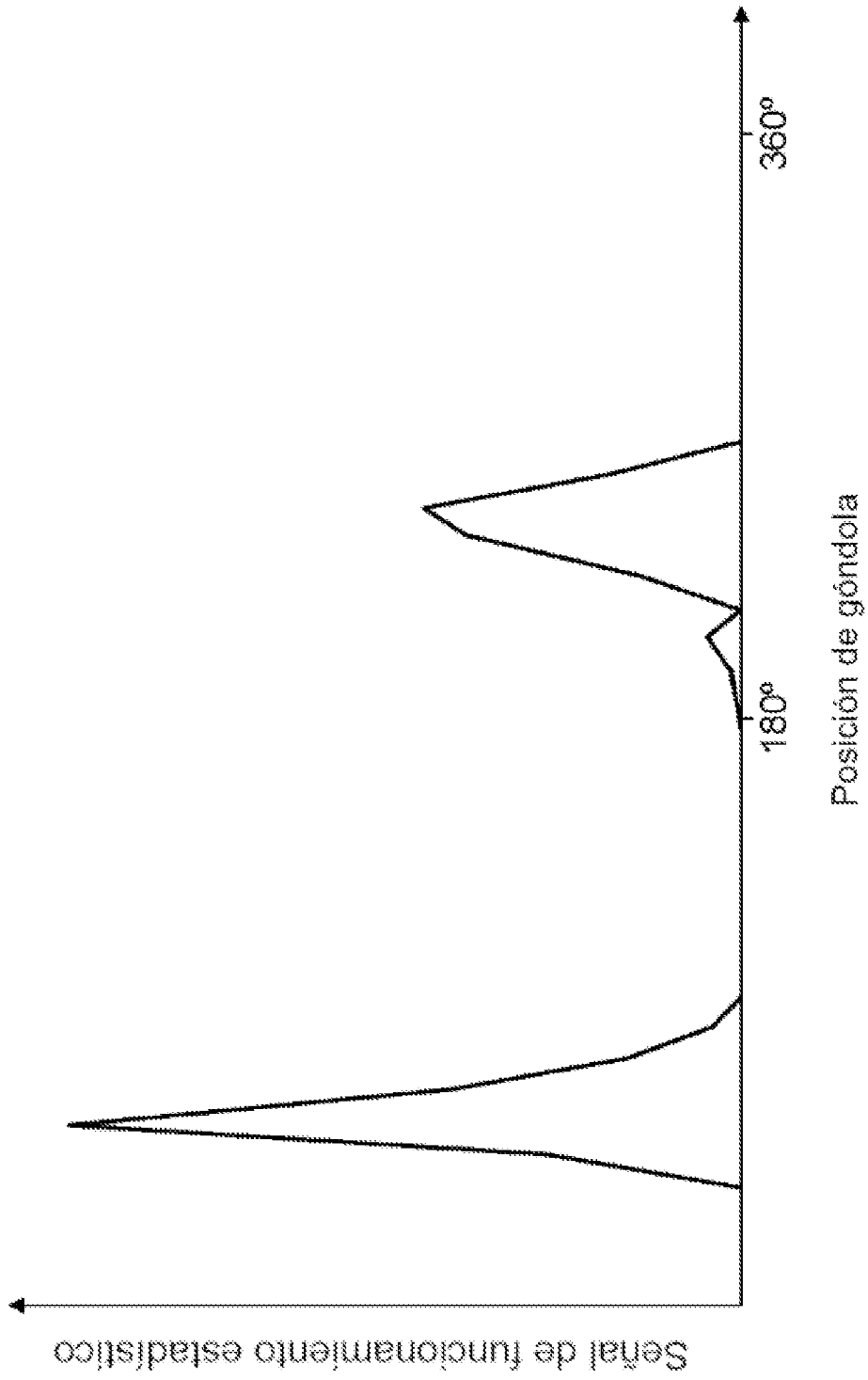
**FIG. 5(b)**



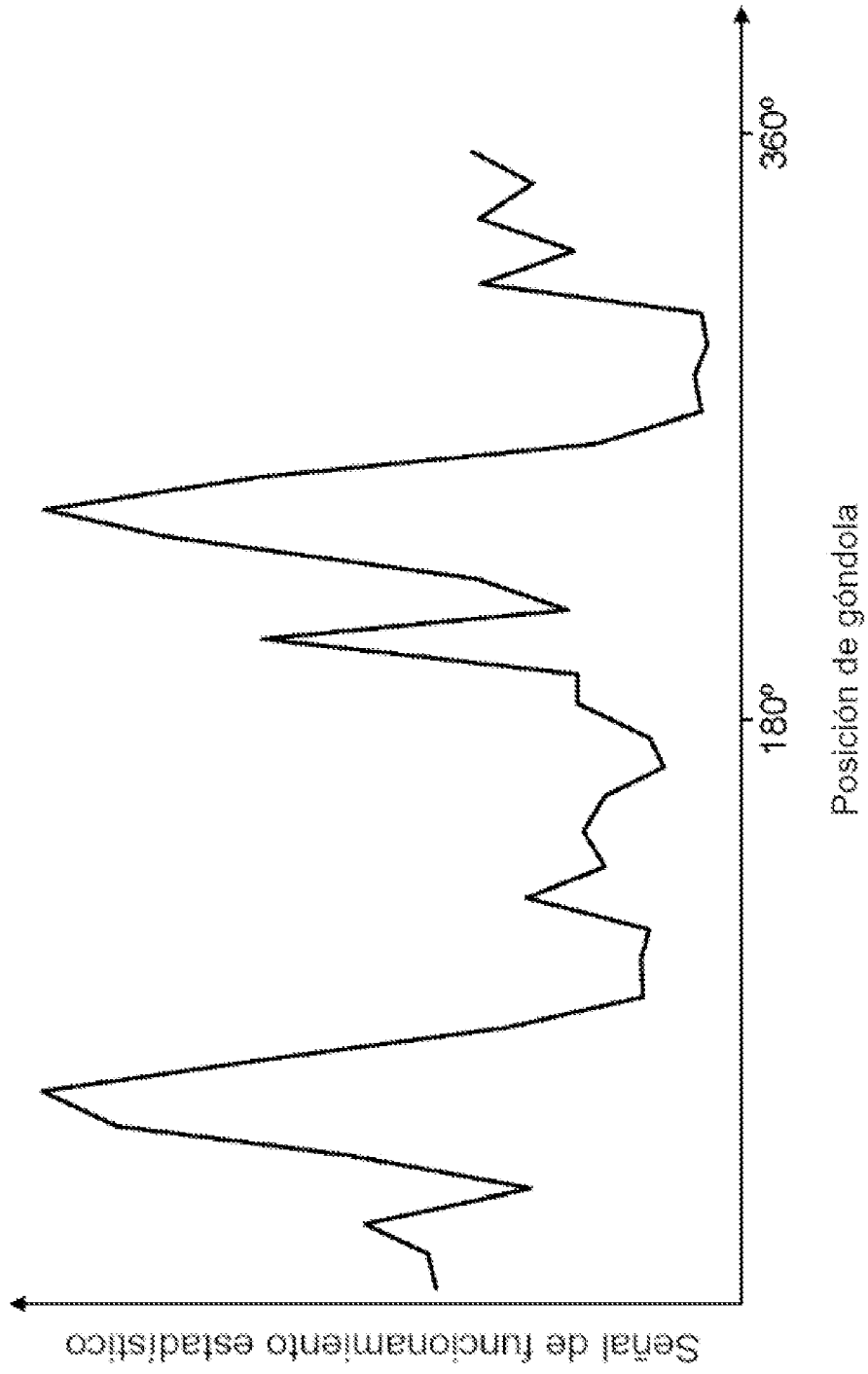
**FIG. 6(a)**



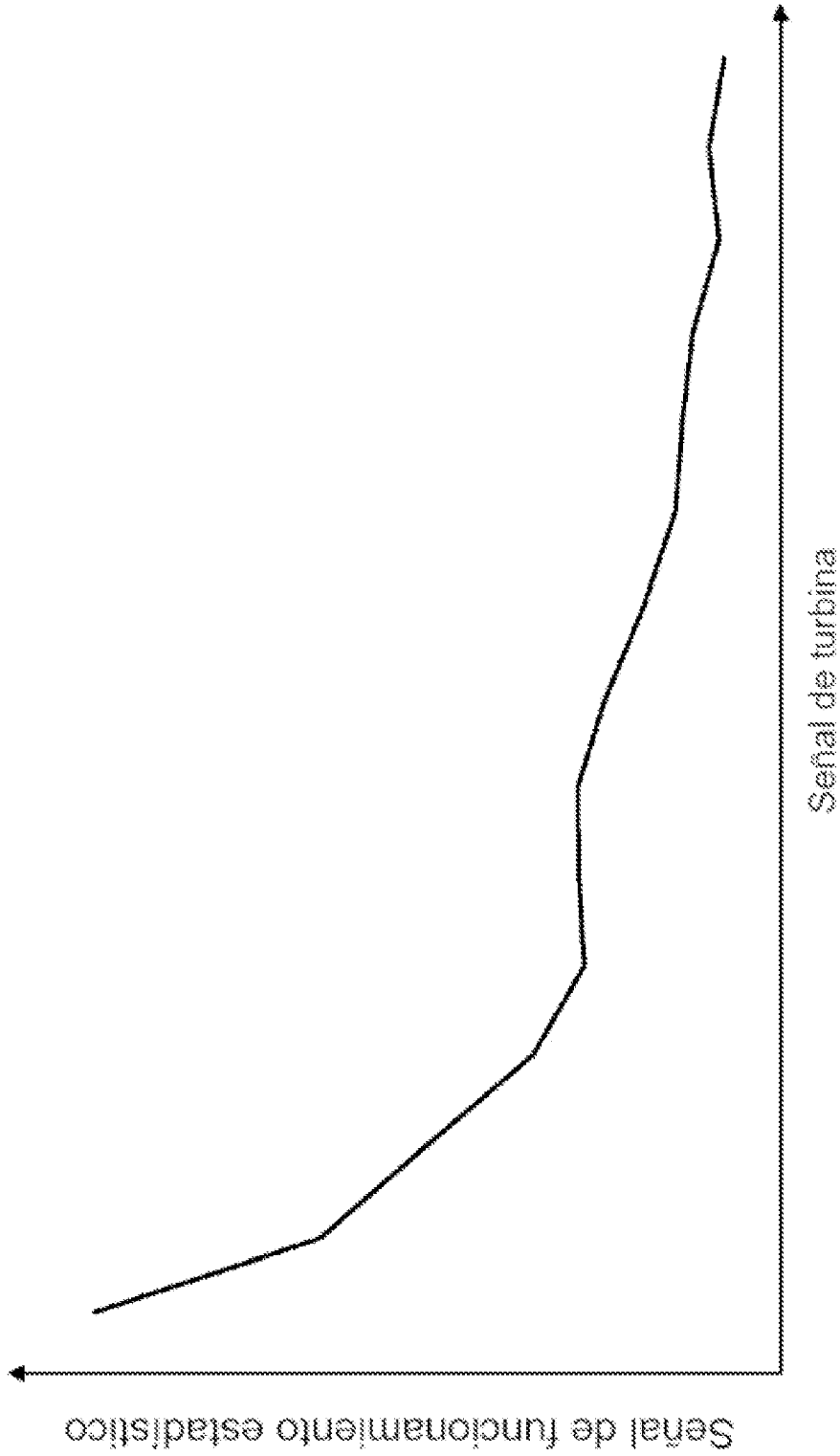
**FIG. 6(b)**



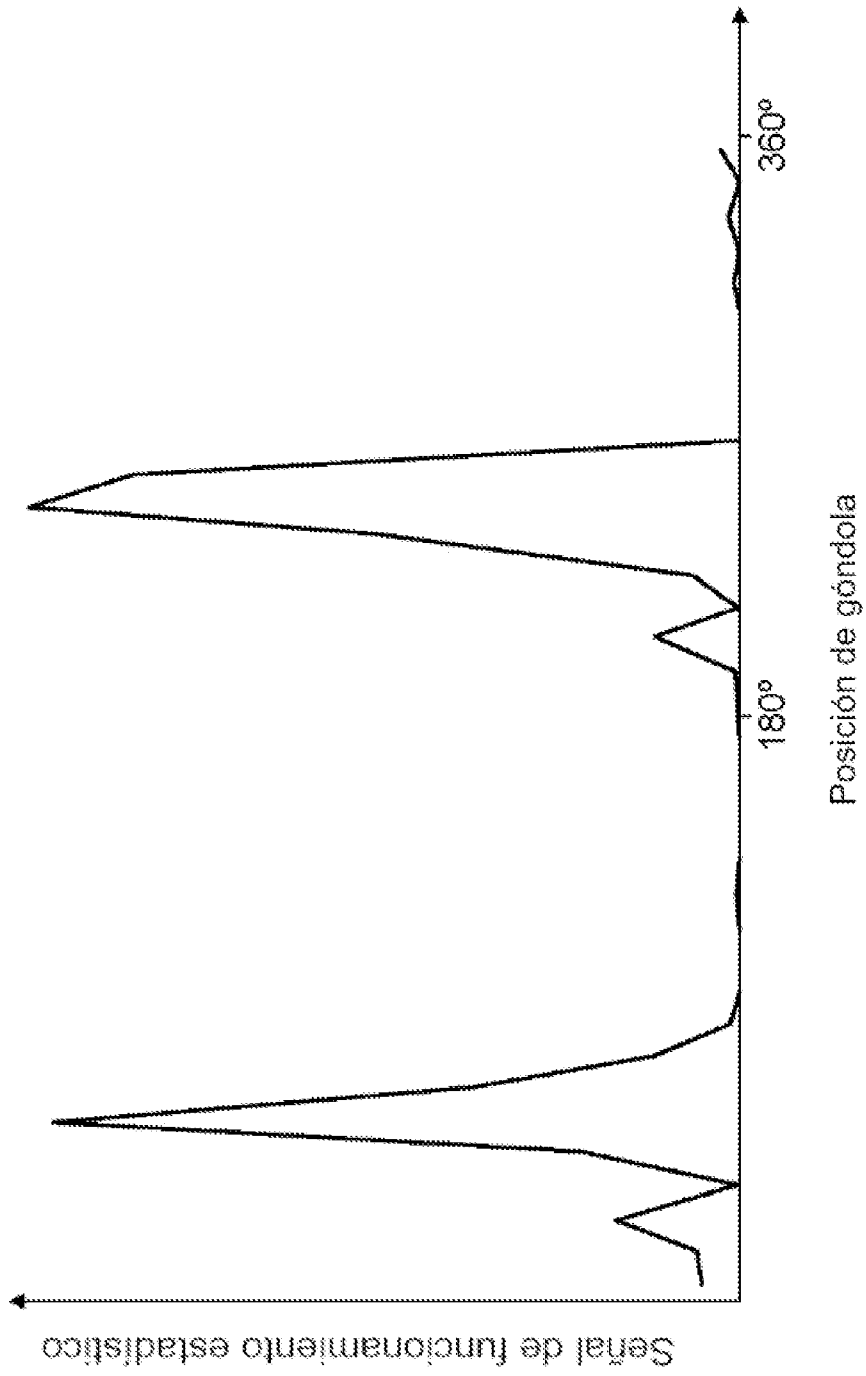
**FIG. 6(c)**



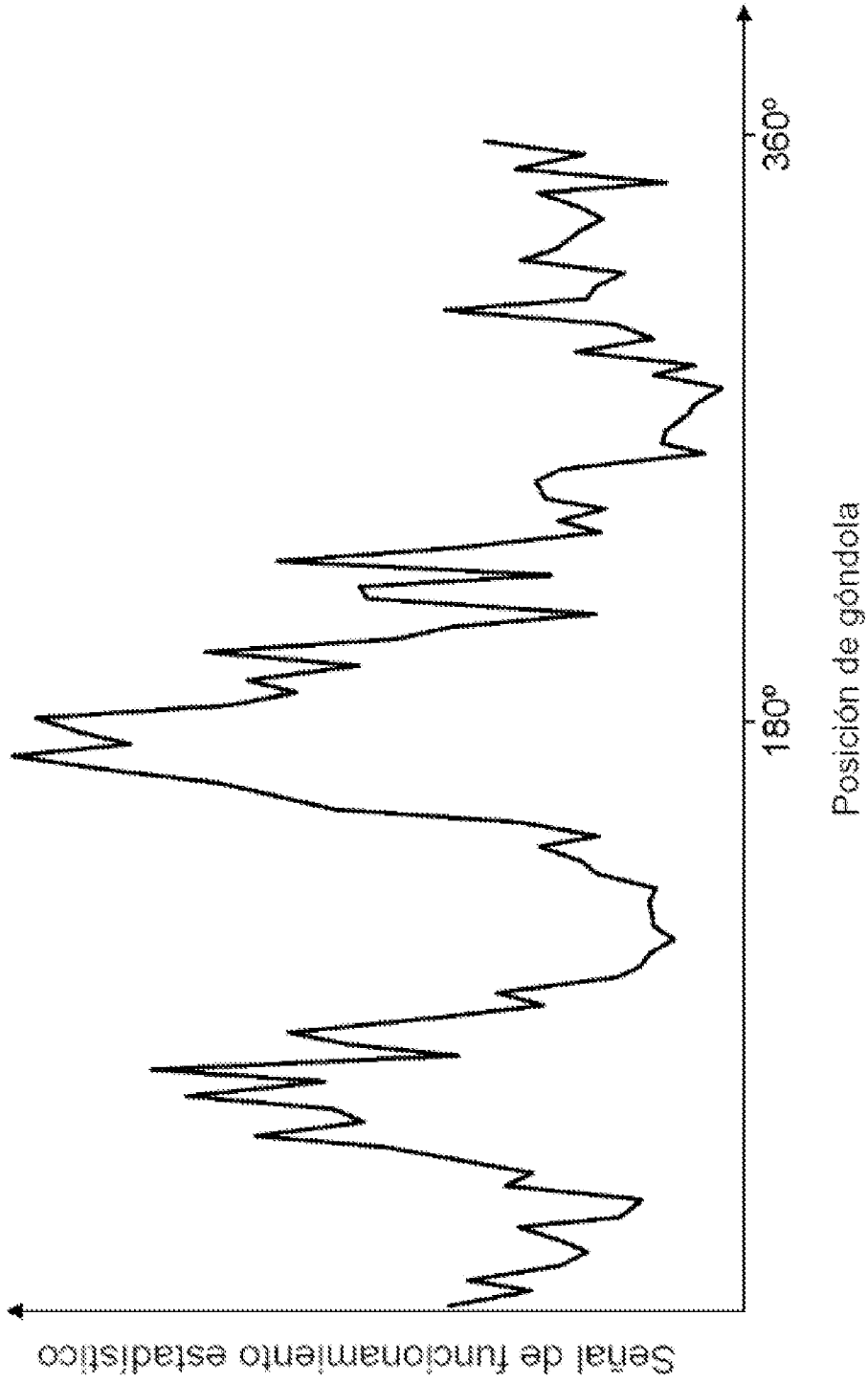
**FIG. 7(a)**



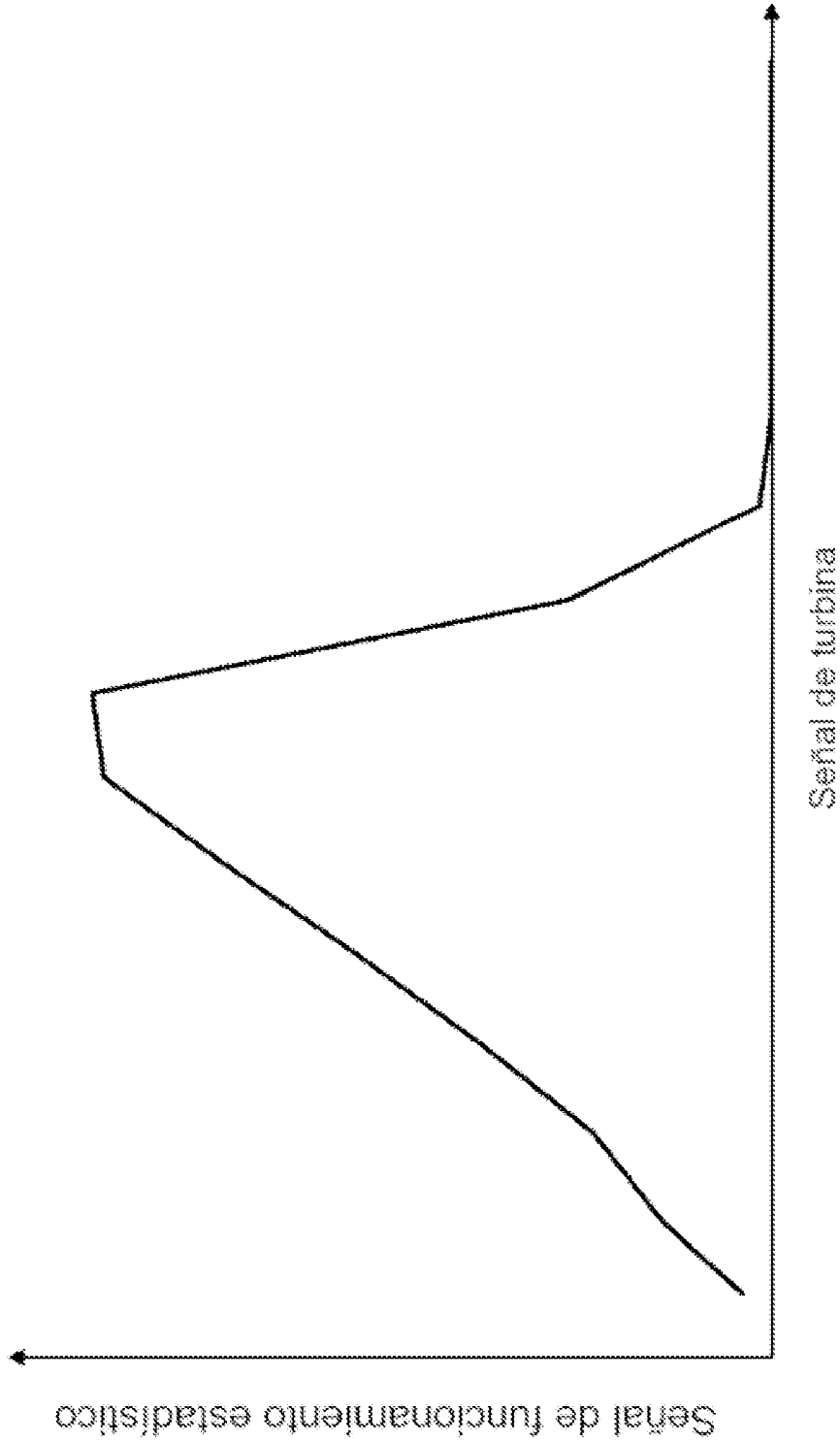
**FIG. 7(b)**



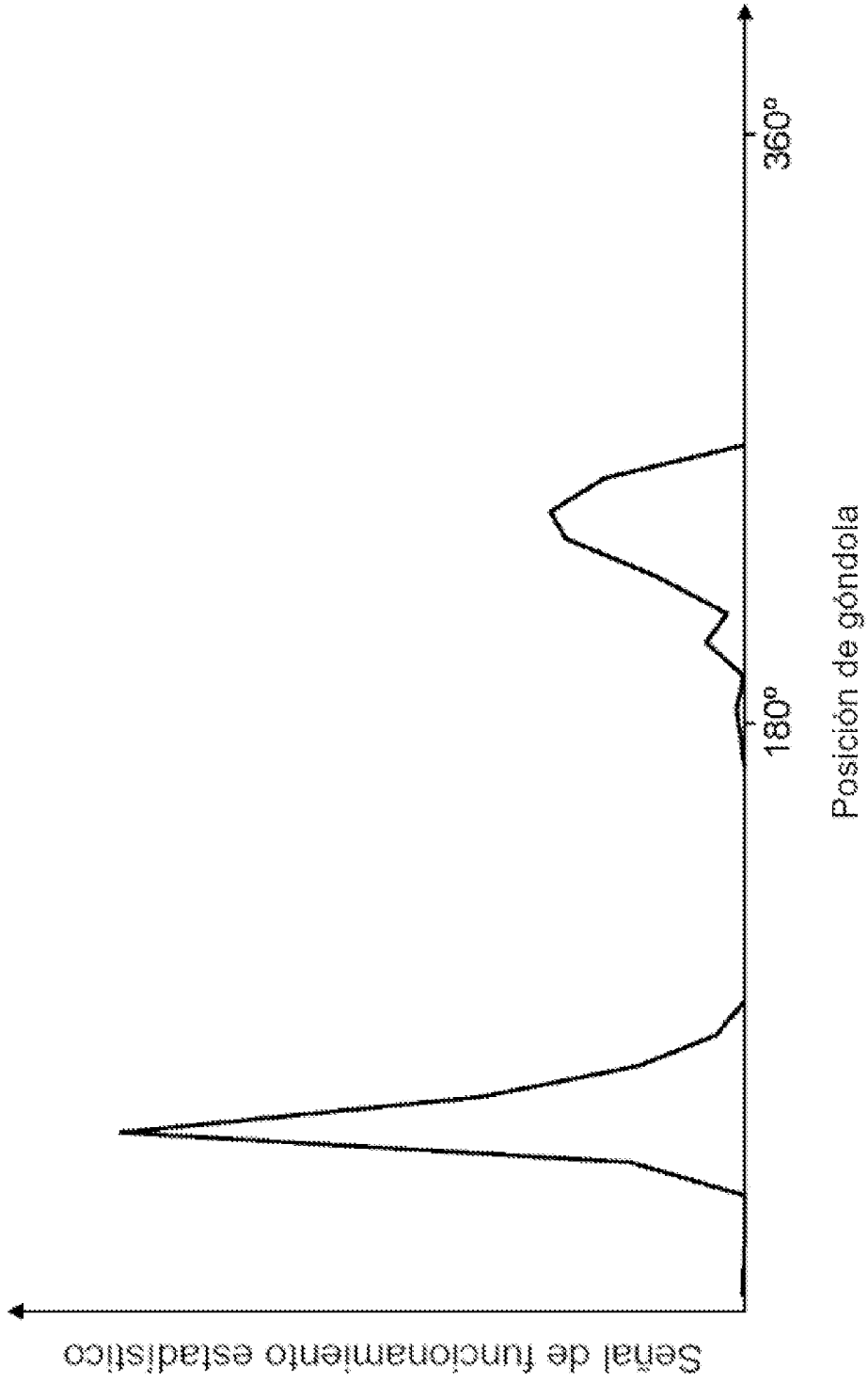
**FIG. 7(c)**



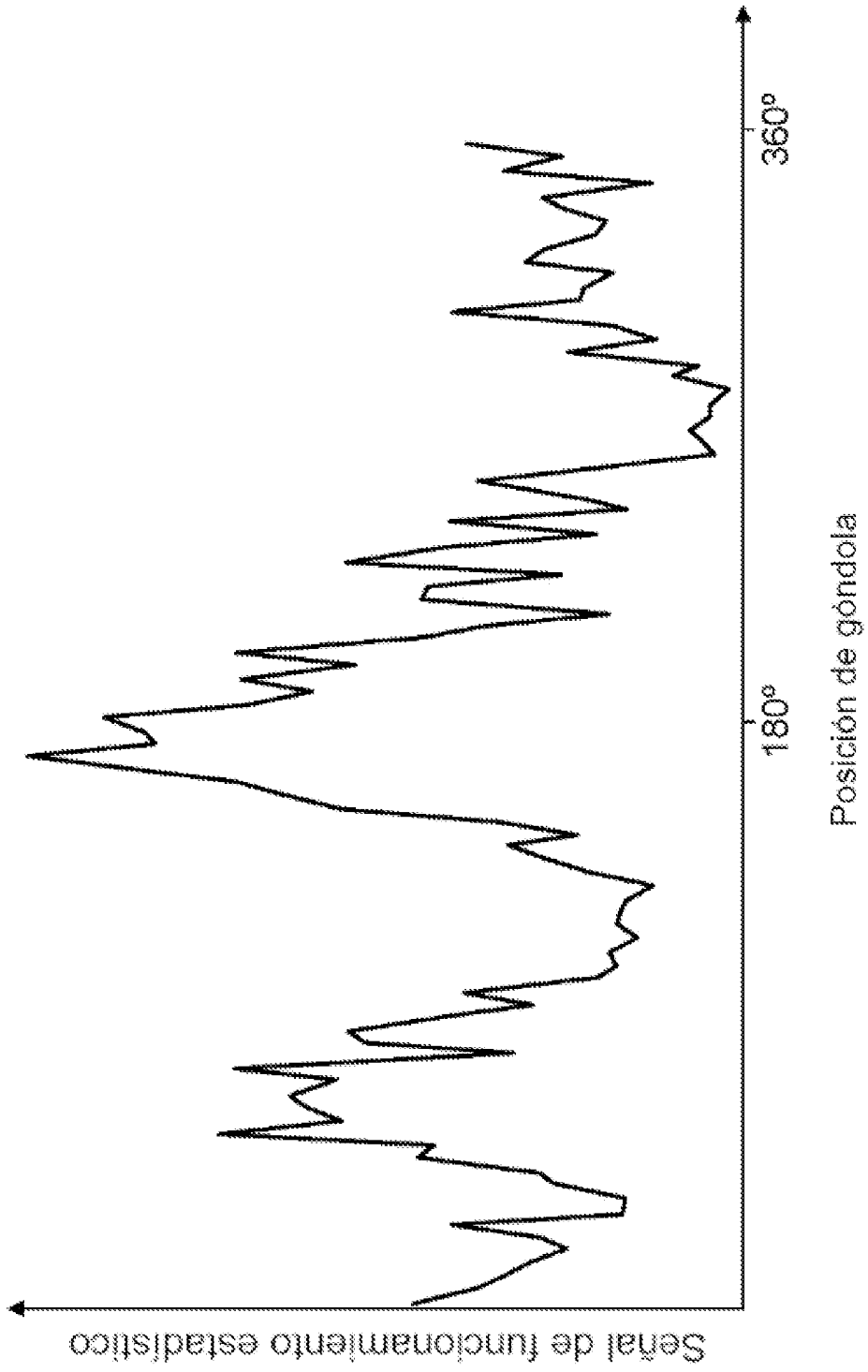
**FIG. 8(a)**



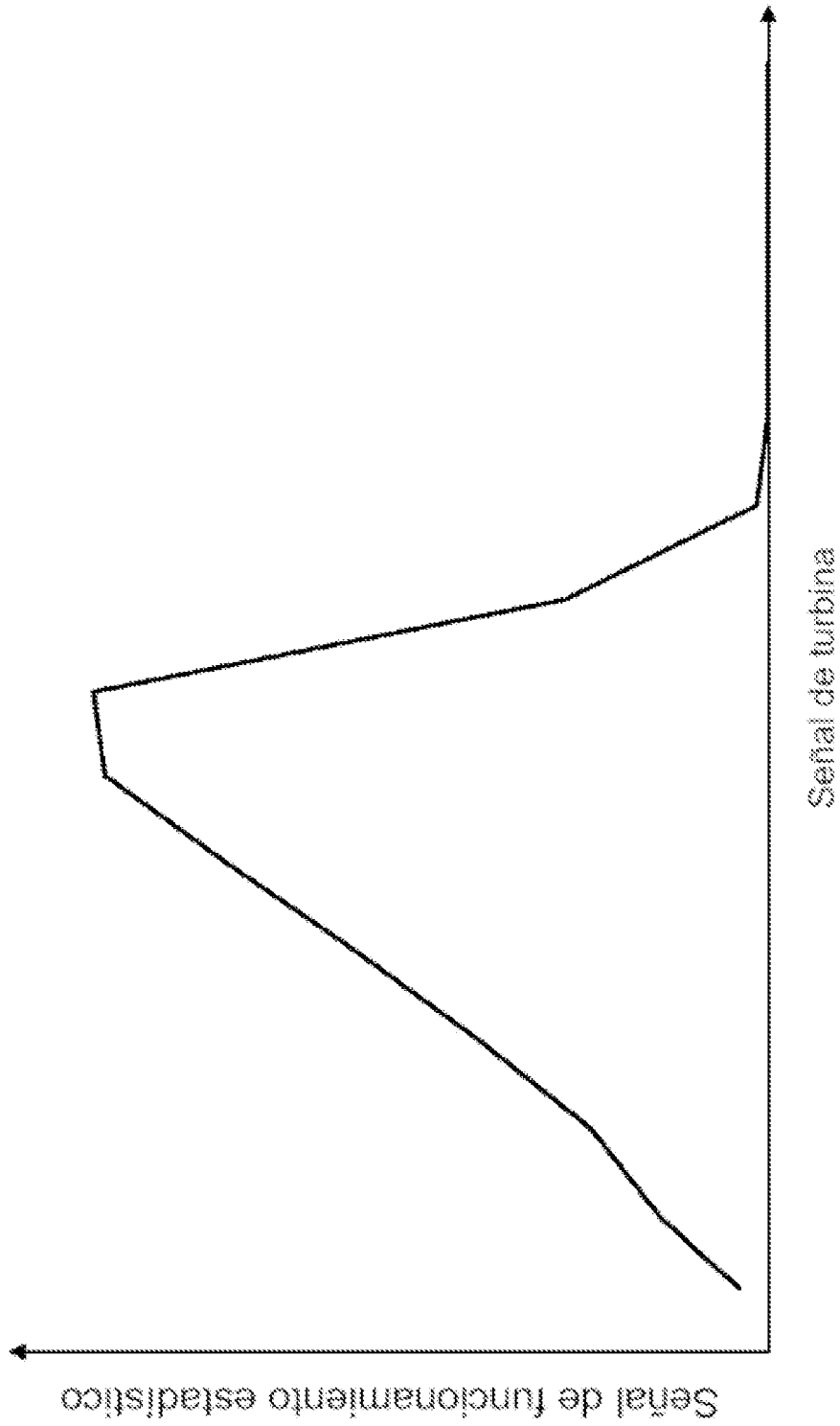
**FIG. 8(b)**



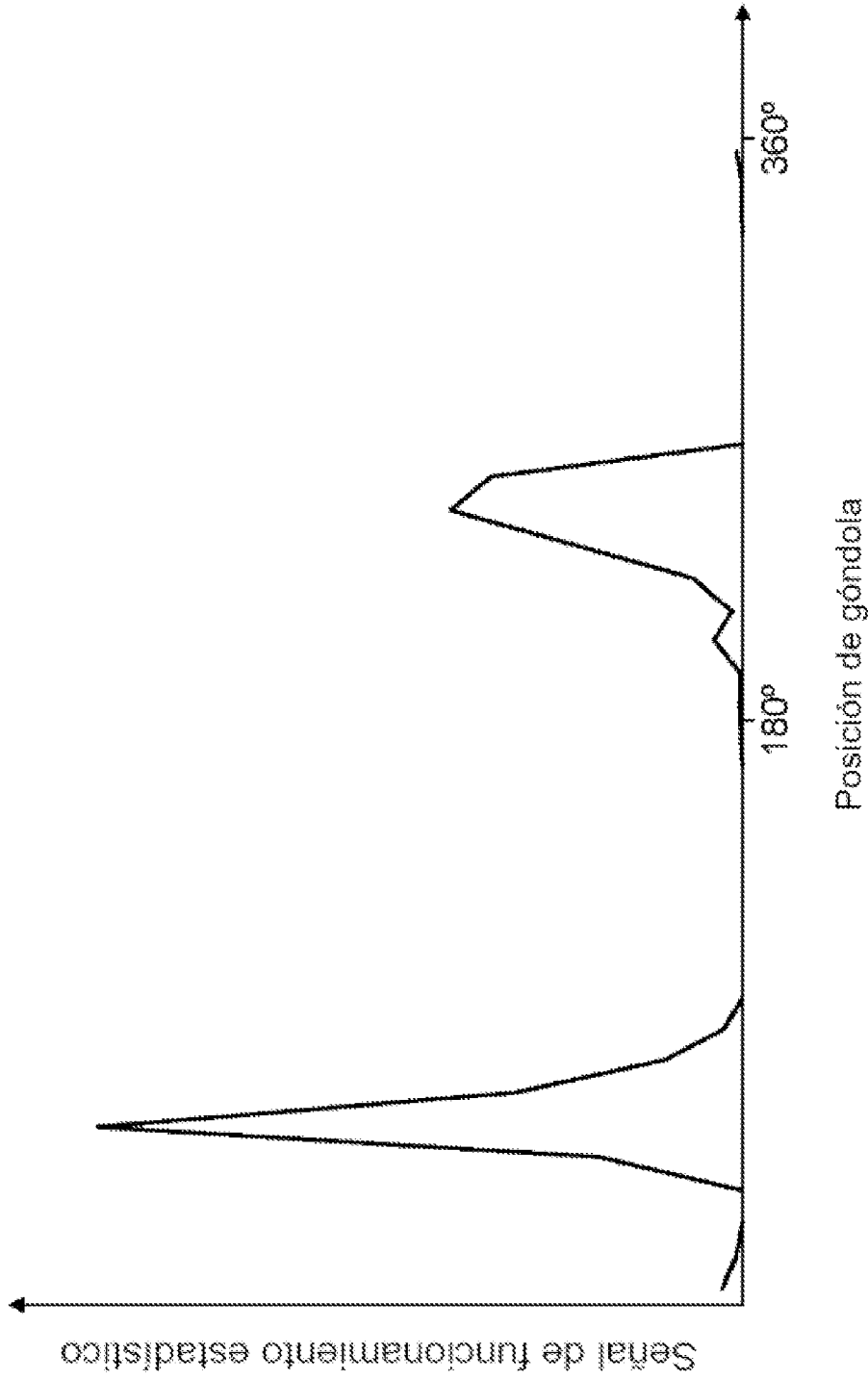
**FIG. 8(c)**



**FIG. 9(a)**

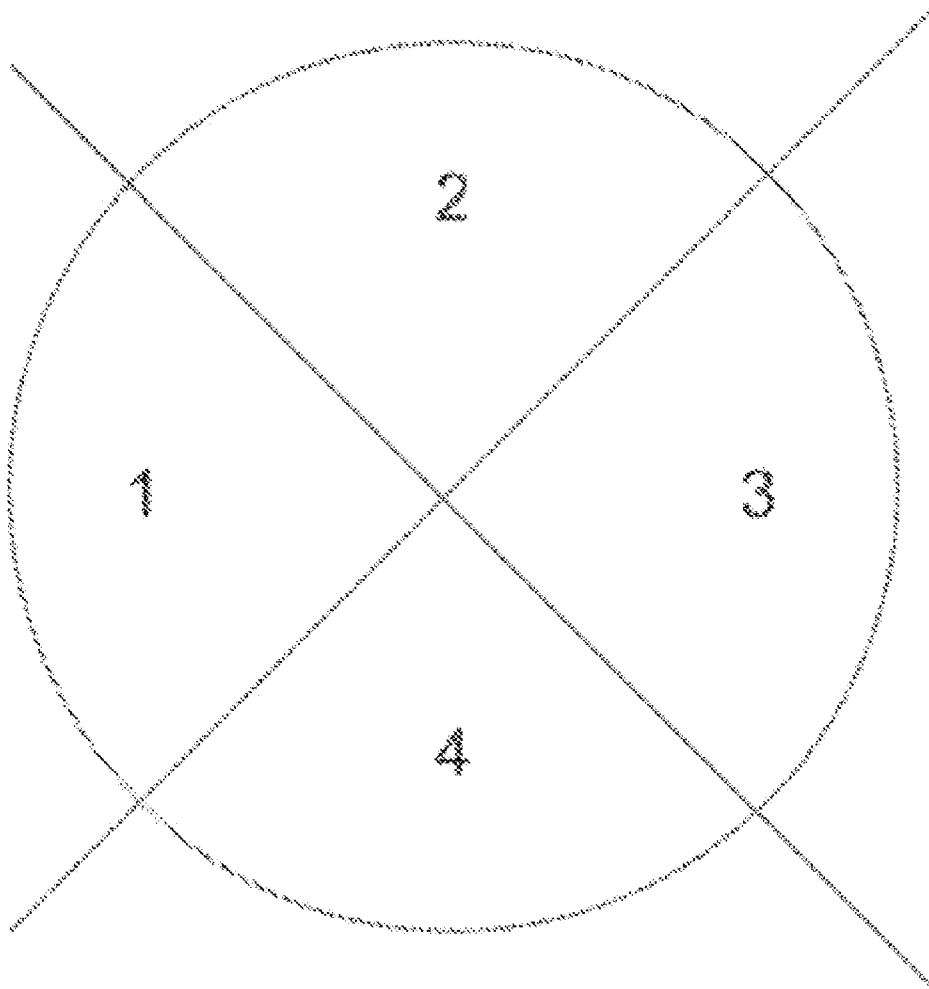


**FIG. 9(b)**

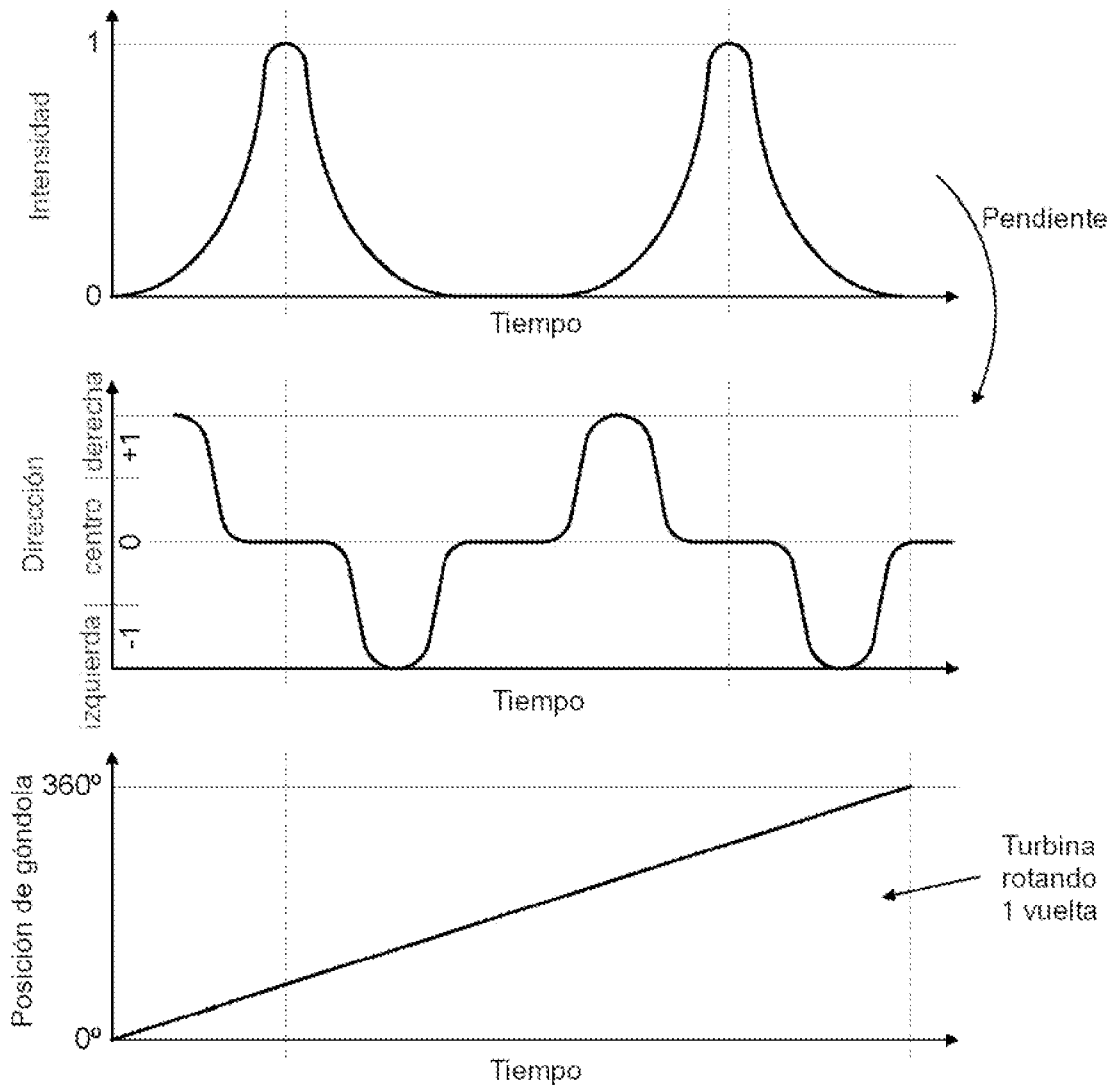


**FIG. 9(c)**

**Vista frontal de plano de rotor**



***FIG. 10***



**FIG. 11**