

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 976 514**

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: **17.09.2019 PCT/US2019/051522**

87 Fecha y número de publicación internacional: **26.03.2020 WO20061052**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.09.2019 E 19780069 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.12.2023 EP 3807529**

54 Título: **Autocalibración de guiñada para un generador de turbina eólica**

30 Prioridad:

**17.09.2018 US 201862732501 P**

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

**02.08.2024**

73 Titular/es:

**AMERICAN SUPERCONDUCTOR CORPORATION  
(100.0%)  
114 East Main Street  
Ayer, Massachusetts 01432, US**

72 Inventor/es:

**SLANITSCH, GOTTFRIED y  
TRATNIG, ROBERT**

74 Agente/Representante:

**PONTI & PARTNERS, S.L.P.**

**ES 2 976 514 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**

Autocalibración de guiñada para un generador de turbina eólica

**5 REFERENCIA A OTRA SOLICITUD RELACIONADA**

**[0001]** Esta solicitud reivindica el beneficio de prioridad de la solicitud provisional de los EE. UU. No. 62/732.501, depositada el 17 de septiembre de 2018.

**10 CAMPO DE LA INVENCION**

**[0002]** La presente invención se refiere a un sistema de control de guiñada para un generador de turbina eólica y, más específicamente, a dicho sistema de control de guiñada que utiliza una estrategia de autocalibración de guiñada.

15

**ANTECEDENTES DE LA INVENCION**

**[0003]** Un generador de turbina eólica incluye una torre estacionaria, en cuya parte superior se monta una góndola que contiene un generador eléctrico unido mecánicamente a un rotor por medio de un eje del rotor. El rotor comprende un hub que une una o más palas (típicamente tres) que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica a través del generador eléctrico mediante la rotación de la(s) pala(s). El punto de funcionamiento óptimo de un generador de turbina eólica se logra cuando el eje del rotor está paralelo a la dirección del viento, ya que esto maximiza la energía producida al tiempo que minimiza las cargas en el generador de turbina eólica.

**[0004]** La góndola está montada de manera giratoria en la torre para permitir que el rotor se coloque (guiñada) en la dirección del viento a través de un sistema mecánico (sistema de control de guiñada) que lo mueve a la orientación deseada para aprovechar mejor el viento y producir la mayor cantidad de energía. El sistema de control de guiñada gira la góndola de la turbina eólica alrededor de un eje de guiñada, que coincide con el eje vertical de la torre, de modo que el eje de rotación del eje del rotor se puede alinear paralelo a la dirección del viento, en una posición óptima. Cuando el eje de rotación del eje del rotor no es paralelo a la dirección del viento, existe un error de guiñada determinado por el ángulo de desviación del eje de rotación del eje del rotor con respecto a la posición óptima.

**[0005]** Dada la variabilidad natural de la dirección del viento, existe la necesidad de que el sistema de control de guiñada detecte constantemente la dirección del viento y ajuste la posición del generador de turbina eólica para aprovechar mejor el viento en la producción de la máxima energía. Los sistemas de control de guiñada existentes miden la velocidad y la dirección del viento utilizando anemómetros generalmente instalados en la parte superior de la góndola de la turbina eólica detrás de las palas del rotor. Sin embargo, es difícil rastrear la verdadera dirección del viento debido a la turbulencia del viento causada por las palas, la góndola, así como la topología local, como colinas y otros elementos del terreno. Esto da como resultado una alineación subóptima y una reducción en la captura máxima de viento/energía. Por lo tanto, existe la necesidad de un sistema de control de guiñada que mejore la captura del viento y, por consiguiente, la eficiencia de la producción de energía.

**[0006]** Con una estrategia de calibración de guiñada existente, la medición de la velocidad del viento es una fuente de datos esencial utilizada para aplicar una corrección de guiñada. La medición de la velocidad del viento se utiliza como base para la corrección de la dirección del viento. Con esta estrategia, hay desventajas significativas. La velocidad del viento generalmente se mide detrás del rotor eólico en una sola posición y, por lo tanto, está expuesta por un lado a la turbulencia natural del viento y, por otro lado, a las turbulencias inducidas por el rotor/turbina eólica. Las desviaciones sistemáticas (causadas por la rotación del rotor o la desalineación) también son un factor grave que afecta la medición de la velocidad del viento. El documento CN 104 912 733 A se refiere a un procedimiento de control de guiñada del generador de energía impulsado por el viento. Larsen y col. "Wake meandering under non-neutral atmospheric stability conditions - theory and effect", Journal of Physics: Conference Series, vol. 625, No. 1.2015, página 12036, describe los efectos de las condiciones de estabilidad no atmosférica. El documento US 8 410 625 B2 se refiere a un procedimiento para el control de guiñada de una turbina eólica. El documento CN 101 586 526 A describe un sistema de control de guiñada difusa. El documento CN 107 664 096 A se refiere a un procedimiento de deriva al control de aire.

**BREVE RESUMEN DE LA INVENCION**

**[0007]** La presente invención proporciona un procedimiento de autocalibración de guiñada y un sistema de autocalibración de guiñada como se menciona en las reivindicaciones independientes. Las realizaciones ventajosas se establecen en las reivindicaciones dependientes.

**[0008]** En un aspecto, la invención presenta un procedimiento de autocalibración de guiñada configurado para calibrar al menos un anemómetro de un sistema de control de guiñada para corregir la desalineación de guiñada. El sistema de control de guiñada está configurado para ajustar una posición de la góndola de la turbina eólica alrededor

de un eje de guiñada para alinear la turbina eólica con la dirección de la entrada de viento. El procedimiento de autocalibración de guiñada comprende recopilar datos de la turbina eólica durante una pluralidad de períodos de tiempo con respecto al al menos un anemómetro y los datos de la turbina eólica incluyen uno o más de velocidad mecánica, velocidad del viento, energía de la turbina y dirección del viento. El procedimiento incluye determinar a partir de los datos recopilados una señal de compensación de la dirección del viento asociada con una pluralidad de intervalos de parámetros de funcionamiento; las señales de compensación de la dirección del viento correspondientes a los efectos en el al menos un anemómetro debido a la desalineación de la guiñada. El procedimiento también incluye proporcionar las señales de compensación del viento al sistema de control de guiñada para ajustar los datos de dirección del viento del al menos un anemómetro para cada uno de los intervalos de parámetros de funcionamiento asociados.

**[0009]** La etapa de recopilación incluye calcular un parámetro de funcionamiento medio y una dirección de viento promedio para cada periodo de tiempo de la pluralidad de periodos de tiempo para el al menos un anemómetro y agrupar el parámetro de funcionamiento medio y la dirección de viento promedio para cada periodo de tiempo en una ubicación de compartimento en función de un intervalo de parámetros de funcionamiento y un intervalo de direcciones de viento. El parámetro de funcionamiento incluye uno o más de la velocidad del rotor, la velocidad del generador y la energía de la turbina. Se calcula un valor de rendimiento correlacionado con la energía media del generador eléctrico y la velocidad media del viento para cada periodo de tiempo y se asocia con el parámetro de funcionamiento medio agrupado y la dirección media del viento para ese periodo de tiempo. La etapa de determinar una señal de compensación de la dirección del viento asociada con un intervalo de parámetros de funcionamiento incluye graficar para cada intervalo de parámetros de funcionamiento un valor de rendimiento calculado durante la pluralidad de períodos de tiempo contra su dirección del viento promedio correspondiente.

En otros aspectos de la invención, se pueden incluir una o más de las siguientes características. La etapa de determinar una señal de compensación de la dirección del viento asociada con un intervalo de parámetros de funcionamiento puede incluir además determinar a partir del valor de rendimiento graficado, un valor de rendimiento máximo para cada intervalo de parámetros de funcionamiento, y donde la etapa de determinar también puede incluir graficar la señal de compensación de la dirección del viento asociada con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo en relación con el intervalo de parámetros de funcionamiento asociado. La etapa de proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento al sistema de control de guiñada puede incluir proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento trazadas asociadas con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo en relación con el intervalo de parámetros de funcionamiento asociados al sistema de control de guiñada. La turbina eólica puede ser una turbina eólica de velocidad variable que tiene un intervalo de velocidad variable, y donde el parámetro de funcionamiento medio se puede determinar solo cuando dicha turbina de velocidad variable está funcionando en dicho intervalo de velocidad variable durante al menos una porción del periodo de tiempo. La turbina eólica puede ser una turbina eólica de velocidad fija que tiene al menos un punto de funcionamiento de velocidad con sustancialmente ninguna variabilidad de velocidad en dicho al menos un punto de funcionamiento y donde el parámetro de funcionamiento medio se puede determinar durante un periodo de tiempo solo cuando la turbina de velocidad fija funcionó en dicho al menos un punto de funcionamiento de velocidad durante al menos una porción del periodo de tiempo. La etapa de graficar las señales de compensación de la dirección del viento puede incluir extrapolar las señales de compensación de la dirección del viento para al menos un intervalo de parámetros de funcionamiento. Graficar la señal de compensación de la dirección del viento asociada con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo con respecto al intervalo de parámetros de funcionamiento asociado, el intervalo de parámetros de funcionamiento asociado puede incluir graficar la señal de compensación de la dirección del viento con respecto a una de la velocidad del rotor o la velocidad del generador y ajustar la señal de dirección del viento en función de la energía de turbina medida. La etapa de agrupar el parámetro operacional promedio y la dirección del viento promedio para cada período de tiempo en una ubicación de contenedor en función de un intervalo de parámetros operacionales y un intervalo de direcciones del viento puede incluir el uso de una agrupación bidimensional donde hay una pluralidad de matrices de contenedor, cada matriz corresponde a un intervalo diferente de un primer parámetro operacional y cada matriz incluye un intervalo de un segundo parámetro operacional con respecto al intervalo de direcciones del viento.

**[0010]** En otro aspecto, la invención presenta un sistema de autocalibración de guiñada configurado para calibrar al menos un anemómetro de un sistema de control de guiñada para corregir la desalineación de guiñada, el sistema de control de guiñada configurado para ajustar una posición de góndola de turbina eólica alrededor de un eje de guiñada para alinear la turbina eólica con la dirección del flujo de entrada de viento. El sistema de autocalibración de guiñada incluye un módulo de recolección para obtener datos de la turbina eólica durante una pluralidad de períodos de tiempo con respecto al al menos un anemómetro. Los datos de la turbina eólica incluyen uno o más de velocidad mecánica, velocidad del viento, energía de la turbina y dirección del viento. El sistema también incluye un módulo de cálculo para determinar a partir de los datos recopilados una señal de compensación de la dirección del viento asociada con una pluralidad de intervalos de parámetros de funcionamiento; las señales de compensación de la dirección del viento correspondientes a los efectos en el al menos un anemómetro debido a la desalineación de la guiñada. Hay un módulo de transferencia configurado para proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento al sistema de control de guiñada para ajustar los datos de la dirección del viento del al menos un anemómetro para cada uno de los intervalos de parámetros de funcionamiento asociados.

**[0011]** En aspectos adicionales de la invención, se pueden incluir una o más de las siguientes características.

El módulo de recolección se puede configurar para calcular un parámetro de funcionamiento medio y una dirección del viento promedio para cada período de tiempo de la pluralidad de períodos de tiempo para el al menos un anemómetro y agrupar el parámetro de funcionamiento medio y la dirección del viento promedio para cada período de tiempo en una ubicación de contenedor en función de un intervalo de parámetros de funcionamiento y un intervalo de direcciones del viento. El parámetro de funcionamiento puede incluir uno o más de la velocidad del rotor, la velocidad del generador y la energía de la turbina. El módulo de cálculo se puede configurar para calcular un valor de rendimiento correlacionado con la energía media del generador eléctrico y la velocidad media del viento para cada periodo de tiempo y se asocia con el parámetro de funcionamiento medio agrupado y la dirección media del viento para ese periodo de tiempo. El módulo de cálculo se puede configurar para graficar para cada intervalo de parámetros de funcionamiento un valor de rendimiento calculado durante la pluralidad de períodos de tiempo contra su dirección de viento promedio correspondiente. El módulo de cálculo se puede configurar para determinar, a partir del valor de rendimiento graficado, un valor de rendimiento máximo para cada intervalo de parámetros de funcionamiento y para graficar la señal de compensación de la dirección del viento asociada con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo en relación con el intervalo de parámetros de funcionamiento asociado. El módulo de transferencia puede estar configurado además para proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento trazadas asociadas con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo en relación con el intervalo de parámetros de funcionamiento asociados al sistema de control de guiñada. La turbina eólica puede ser una turbina eólica de velocidad variable que tiene un intervalo de velocidad variable, y el parámetro de funcionamiento medio se puede determinar solo cuando dicha turbina de velocidad variable está funcionando en dicho intervalo de velocidad variable durante al menos una porción del periodo de tiempo. La turbina eólica puede ser una turbina eólica de velocidad fija que tiene al menos un punto de funcionamiento de velocidad con sustancialmente ninguna variabilidad de velocidad en dicho al menos un punto de funcionamiento y donde el parámetro de funcionamiento medio se puede determinar durante un periodo de tiempo solo cuando la turbina de velocidad fija funcionó en dicho al menos un punto de funcionamiento de velocidad en al menos una porción del periodo de tiempo. El módulo de cálculo se puede configurar para extrapolar las señales de compensación de la dirección del viento para al menos un intervalo de parámetros de funcionamiento al graficar las señales de compensación de la dirección del viento. El módulo de cálculo puede estar configurado para graficar la señal de compensación de la dirección del viento en relación con una de la velocidad del rotor o la velocidad del generador y ajustar la señal de compensación de la dirección del viento en función de la energía de la turbina medida. El módulo de recolección se puede configurar para usar agrupaciones bidimensionales, donde puede haber una pluralidad de matrices de grupos, cada matriz puede corresponder a un intervalo diferente de un primer parámetro operacional y cada matriz puede incluir un intervalo de un segundo parámetro operacional con respecto al intervalo de direcciones del viento.

**[0012]** Un objetivo de la presente invención es utilizar una velocidad mecánica (velocidad del rotor o del generador) y/o un parámetro eléctrico de la turbina eólica, por ejemplo, la energía de la turbina, como una medida indirecta de la velocidad del viento. Al utilizar estos en lugar de la velocidad del viento directamente, la invención tiene el beneficio de promediar la velocidad del viento en todo el plano del rotor y filtrar en el tiempo; por lo tanto, esta estrategia proporciona información del estado de funcionamiento más sólida que el uso de la medición de la velocidad del viento y, como resultado, un mejor rendimiento.

**[0013]** Estas y otras características de la invención serán evidentes a partir de la siguiente descripción detallada y las figuras adjuntas, en las que:

**BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS**

**[0014]**  
 La FIG. 1 es una vista en alzado lateral de una turbina eólica según un aspecto de la invención;  
 la FIG. 2A es una vista en planta superior de la góndola de la FIG. 1 con la góndola alineada de manera óptima con la dirección de entrada del viento;  
 la FIG. 2B es una vista en planta superior de la góndola de la FIG. 1 con la góndola fuera de alineación con la dirección del viento;  
 la FIG. 3A es un gráfico de la dirección del viento con respecto al hub del rotor durante un período de diez minutos debido a la turbulencia;  
 la FIG. 3B es un gráfico de la FIG. 3A de la dirección del viento con la velocidad del viento, la energía eléctrica y la velocidad del rotor superpuestas sobre la misma;  
 la FIG. 4 es un gráfico de la producción de energía perdida debido a la desalineación de guiñada;  
 la FIG. 5 es una vista en perspectiva de una góndola de turbina eólica con su cubierta externa retirada para mostrar los componentes internos que incluyen el sistema de guiñada;  
 la FIG. 6 es un diagrama de bloques esquemático de un sistema de control de guiñada según un aspecto de esta invención;  
 la FIG. 7 es un diagrama de flujo del algoritmo de calibración de guiñada inteligente según un aspecto de la presente invención;  
 la FIG. 8 es una matriz de agrupación de velocidad mecánica/dirección del viento según un aspecto de esta invención;  
 la FIG. 9 es un gráfico de ajuste de parábola de los datos del valor de rendimiento frente a los datos del ángulo de

dirección del viento en un único intervalo de velocidad mecánica, donde los datos se obtienen de los contenedores definidos en la matriz de la FIG. 8;

la FIG. 10A es un gráfico de ajuste de parábola de los datos del valor de rendimiento frente a los datos del ángulo de la dirección del viento en tres conjuntos de intervalos de velocidad mecánica, donde los datos se obtienen de los contenedores definidos en la matriz de la FIG. 8;

la FIG. 10B es el gráfico de ajuste de parábola de datos de valor de rendimiento contra datos de ángulo de dirección del viento de la FIG. 10A, con los máximos para cada curva identificados;

la FIG. 11 es un gráfico en línea recta de los datos de corrección de la dirección del viento frente a la velocidad del rotor, donde los datos se obtienen de los contenedores definidos en la matriz de la FIG. 8;

la FIG. 12 es un gráfico en línea recta de los datos de corrección de la dirección del viento frente a la velocidad del rotor donde se extrapola una parte del gráfico;

la FIG. 13 es un gráfico de la velocidad del rotor de la turbina eólica (rpm) para una turbina eólica de velocidad variable frente a la energía de la turbina eólica;

la FIG. 14 es una matriz de agrupación de intervalo de energía de turbina/dirección del viento según un aspecto de esta invención;

la FIG. 15 es un gráfico de la velocidad del rotor de la turbina eólica (rpm) para una turbina eólica de velocidad variable frente a los ángulos de corrección de la dirección del viento con los puntos de energía de la turbina eólica superpuestos sobre la misma;

la FIG. 16 son varias matrices mecánicas de agrupación de velocidad/dirección del viento, cada una con un intervalo de energía de funcionamiento diferente, que representan la agrupación bidimensional según un aspecto de la presente invención; y

la FIG. 17 es un gráfico de la velocidad del rotor de la turbina eólica (rpm) para una turbina eólica de velocidad variable frente a la energía de la turbina eólica, donde se representan curvas para dos estrategias de control diferentes.

## DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

**[0015]** La descripción y las diversas características y detalles ventajosos de la misma se explican de manera más completa con referencia a las realizaciones y ejemplos no limitativos que se describen y/o ilustran en los dibujos adjuntos y se detallan en la siguiente descripción. Cabe señalar que las características que se ilustran en los dibujos no necesariamente están dibujadas a escala y que las características de una realización se pueden emplear con otras realizaciones, como reconocería el experto en la materia, aunque no se indique explícitamente en esta invención. Las descripciones de componentes y técnicas de procesamiento bien conocidos se pueden omitir para no complicar innecesariamente las realizaciones de la descripción. Los ejemplos utilizados en esta invención pretenden simplemente facilitar la comprensión de las formas en que se puede poner en práctica la descripción y permitir además que los expertos en la técnica pongan en práctica las realizaciones de la descripción. Por consiguiente, los ejemplos y realizaciones en esta invención no se deben interpretar como limitativos del alcance de la descripción. Además, se observa que los números de referencia similares representan partes similares a lo largo de las diversas vistas de los dibujos.

**[0016]** La presente descripción se refiere a sistemas y procedimientos para mejorar el rendimiento energético de los generadores de turbina eólica utilizando un algoritmo de autocalibración de guiñada que proporciona una forma de ajustar con mayor precisión la guiñada de un generador de turbina eólica para su alineación adecuada con la dirección de entrada del viento. La descripción ajusta la dirección de flujo de entrada óptima en función de uno o más parámetros de la turbina eólica, tales como la velocidad del generador, la velocidad del rotor y/o la energía de la turbina eólica mediante compensación lineal. Esto se puede lograr porque la desviación del campo de viento detrás del rotor depende aproximadamente de manera lineal de la velocidad del generador/rotor debido a la ley de conservación del momento angular. También se refiere a la salida de energía de la turbina.

**[0017]** Para turbinas que funcionan a una velocidad de generador/rotor sustancialmente constante (como turbinas eólicas de valor de velocidad constante simple/múltiple, pero también turbinas de velocidad variable en los límites superior e inferior de su intervalo de velocidad), también se puede implementar el sistema/procedimiento. Sin embargo, en estas turbinas de velocidad constante cuando funcionan en el uno o más puntos de funcionamiento de velocidad constante, la corrección óptima de la dirección del viento no se puede realizar solo en función de la velocidad del generador/rotor. Por lo tanto, la corrección de la dirección del viento se mejora utilizando la energía de la turbina medida y se obtiene a partir de los valores almacenados en las filas de la matriz Mij, descritos a continuación con respecto a la FIG. 8.

**[0018]** Por consiguiente, la descripción tiene en cuenta las desviaciones y variaciones de la dirección óptima del flujo de entrada causadas por cualquier motivo, que incluye, entre otros, por ejemplo, efectos de turbulencia del viento, cambios estacionales, suciedad o envejecimiento de las palas del rotor, desalineación mecánica del anemómetro, valores inadecuados de los parámetros de guiñada del software. El algoritmo funciona ajustando todos los anemómetros de manera independiente y, por consiguiente, puede compensar si un anemómetro falla. También determina si un anemómetro muestra cambios repentinos u otros problemas de medición. Cabe señalar que el término anemómetro, tal como se usa en esta invención, incluye cualquier posible dispositivo o procedimiento de adquisición

de datos de velocidad o dirección del viento.

**[0019]** Las desviaciones y variaciones de la dirección de flujo de entrada óptima, como se describe en esta invención, pueden dar como resultado una desalineación de guiñada de la góndola y una producción de energía reducida. El algoritmo de calibración de guiñada automatizado de esta descripción "aprende" las compensaciones de guiñada óptimas para varias velocidades del rotor, velocidades del generador y/o niveles de salida de energía de la turbina. De esa manera, para cada condición de operación, la turbina produce la máxima producción de energía.

**[0020]** Con referencia a la FIG. 1, se muestra una vista lateral de la estructura general de un generador de turbina eólica 10. El generador de la turbina eólica 10 incluye una torre 12 dispuesta sobre un cimiento 14. Hay una góndola 16 provista en el extremo superior de la torre 12, que gira alrededor de un eje sustancialmente vertical A. La góndola 16 está montada de manera giratoria en la torre para permitir que el rotor se coloque (mediante una guiñada) en la dirección de la entrada de viento a través de un sistema de control de guiñada para aprovechar mejor el viento y producir la mayor energía. El sistema de control de guiñada gira la góndola de la turbina eólica alrededor del eje vertical A (el eje de guiñada), de modo que el eje de rotación del eje del rotor (eje B) se puede alinear en paralelo con la dirección de entrada del viento.

**[0021]** El hub de rotor 18 está montado en la góndola 16 para fijar las palas de rotor 15. El hub del rotor 18 puede girar alrededor del eje de rotación B. Las palas 15 están unidas al hub del rotor 18 para quedar dispuestas radialmente alrededor del eje de rotación B. La energía eólica suministrada a las palas 15 se convierte en energía mecánica para hacer girar el hub del rotor 18 alrededor del eje de rotación B y un generador eléctrico (no se muestra) en la góndola convierte la energía mecánica en energía eléctrica. El sistema de control de guiñada gira la góndola de turbina 16 alrededor del eje de guiñada A, de modo que el eje de rotación B del eje de rotor se puede alinear en paralelo a la dirección del viento para producir la mayor energía.

**[0022]** Con referencia a la FIG. 2A, se muestra una vista de arriba hacia abajo de la góndola 16 y el hub del rotor 18 de la FIG. 1, que gira alrededor del eje de guiñada A, el cual está alineado con el eje longitudinal de la torre 12. En esta vista, el eje de guiñada A sale de la página. Se muestra que el eje de rotación del eje de rotor, eje B, está alineado en paralelo con la dirección del viento, lo que se indica con las flechas 20. Esta es la posición óptima para que la góndola garantice la máxima captura de viento y producción de energía.

**[0023]** Sin embargo, como se señaló anteriormente, en los generadores de turbinas eólicas existentes, el sistema de control de guiñada mide la velocidad y la dirección del viento utilizando anemómetros generalmente instalados en la parte superior de la góndola de la turbina eólica detrás de las palas del rotor. Debido a la turbulencia del viento causada por las palas, la góndola y la topología local, la góndola a menudo no está alineada de manera óptima con la dirección de entrada del viento, lo que da como resultado una reducción en la captura de viento/energía. Un ejemplo de esto se muestra en la FIG. 2B, donde el eje de rotación del eje del rotor, el eje B, se muestra desalineado con la dirección de entrada del viento en un ángulo,  $\Theta$ , que puede ser tan bajo como por debajo de 1 grado a más de 20 grados. La desalineación puede ser tanto en la dirección de rotación en el sentido de las agujas del reloj (+) como en la dirección de rotación en el sentido contrario a las agujas del reloj (-) alrededor del eje de guiñada. En el ejemplo de la FIG. 2B, la dirección de desalineación de la góndola es en el sentido de las agujas del reloj o dirección positiva, por lo que el ángulo de desalineación se puede designar como  $+\Theta$ . Se tendría que reubicar la góndola en el sentido contrario a las agujas del reloj por  $-\Theta$  para que quede correctamente alineada con la dirección de entrada del viento. Por consiguiente, la dirección real del flujo de entrada del viento con respecto al eje B también es  $-\Theta$ .

**[0024]** Para ilustrar un ejemplo del efecto de la turbulencia en la dirección del viento, el gráfico 22, FIG. 3A, muestra la dirección del viento en grados medidos en el hub de la turbina eólica a lo largo del tiempo (600 segundos/10 minutos). El gráfico 22 muestra que la dirección del viento varía de más de 20 grados positivos a casi 30 grados negativos en relación con el eje de rotación del eje del rotor (véase el eje B en las FIG. 2A y 2B). En la FIG. 3B, se muestra el gráfico de dirección del viento 22 con la velocidad del viento en el hub del rotor superpuesta como el gráfico 24 durante el período de diez minutos. También se muestra la salida de energía del generador eléctrico superpuesta 26 en MW y la velocidad de rotación del generador eléctrico 28 en radianes/segundos durante el mismo período de diez minutos. A partir de estas parcelas, los siguientes valores medios se pueden calcular de la como se indica a continuación:

$$\text{dirección del viento (WD\_ave)} = -1,3 [^\circ]$$

$$\text{velocidad del viento (WS\_ave)} = 13,3 [\text{m/s}]$$

$$\text{energía (P\_ave)} = 5,3 [\text{MW}]$$

$$\text{velocidad del generador (GS\_ave)} = 1098 [\text{rpm}]$$

**[0025]** La desalineación de la góndola, como se ilustra en la FIG. 2B, puede dar como resultado una pérdida significativa de producción de energía como se ilustra en el gráfico 30, FIG. 4, que traza la desalineación de guiñada promedio en el eje X frente a la pérdida de energía en el eje Y. La curva 32 representa un ejemplo de pérdida de energía esperada en un intervalo de ángulos de desalineación de guiñada de -10 a +10 grados con respecto a la alineación óptima a 0 grados (en la dirección de entrada del viento). Con la curva 32, se muestra una pérdida de energía que aumenta con la desalineación de guiñada.

**[0026]** El algoritmo de autocalibración de guiñada según un aspecto de esta invención proporciona una forma de ajustar o calibrar periódicamente los anemómetros en la turbina eólica para tener en cuenta la desalineación antes descrita. Mediante el uso del procedimiento de autocalibración en esta invención para los anemómetros, la posición de la góndola controlada a través de un sistema de control de guiñada se puede alinear mejor con la dirección de entrada de viento real y, por consiguiente, producir más energía y ejercer menos tensión en los componentes de la turbina eólica.

**[0027]** En la FIG. 5 se muestra una vista en perspectiva de un generador de turbina eólica 40 que incluye una góndola 46 montada en la parte superior de la torre 42. En esta vista, el interior de la góndola 46 se muestra con la cubierta de la góndola eliminada para que sea posible visualizar ciertos componentes. Dentro de la góndola 46 se muestra un eje 50, que se interconecta en un extremo al hub del rotor 48 y en el extremo opuesto a la caja de engranajes/generador 52. El sistema de control de guiñada incluye motores de guiñada, 54a, 54b, 54c y 54d, que hacen que la góndola 46 gire alrededor del eje de guiñada (alineado con el eje longitudinal de la torre 42). Los motores de guiñada interactúan con un cojinete de guiñada para girar la góndola.

**[0028]** Los componentes mecánicos del sistema de control de guiñada pueden variar dependiendo de las características de diseño, pero al menos incluirían una conexión giratoria entre la góndola 46 y la torre 12 a través de un cojinete de guiñada (no mostrado), en el que los motores de guiñada pueden girar la góndola 46. Por lo general, hay un medio para restringir la rotación de la góndola 46, por ejemplo, un freno de guiñada y un sistema de control, descritos a continuación, que procesa las señales de varios sensores y da los comandos adecuados a los mecanismos de accionamiento.

**[0029]** El sistema de control de guiñada 60 se representa esquemáticamente en la FIG. 6 para incluir un controlador lógico programable (Programmable Logic Processor, PLC) 62, que controla la función general de la turbina eólica, incluido el control de guiñada. El controlador de guiñada se puede implementar en un módulo de software de control de guiñada que se ejecuta en el PLC 62. El PLC 62 recibe señales de sensor de la electrónica del sensor 64, que a su vez recibe entradas de sensor de una matriz de sensores 66, que incluyen, entre otros, un sensor de velocidad del generador, un sensor de velocidad del rotor y/o un sensor de energía de la turbina, así como anemómetros para medir la velocidad y dirección del viento. Las señales de control de guiñada se proporcionan desde el PLC 62 a un controlador de accionamiento de guiñada 68. El controlador de accionamiento de guiñada 68 emite señales de control a los motores de guiñada 54a, 54b, 54c y 54d en función de las señales de control recibidas del PLC 62 para ajustar la posición de la góndola 46 alrededor del eje de guiñada.

**[0030]** El módulo de software de control de guiñada ajusta la guiñada de la góndola de forma continua para alinear la turbina eólica con la dirección del viento. El PLC 62 también puede ejecutar software/firmware que implementa el algoritmo de autocalibración de guiñada según un aspecto de esta invención. Este algoritmo ajusta o calibra periódicamente los anemómetros proporcionando una señal de compensación de la dirección del viento en grados (+ o -) para tener en cuenta la turbulencia del viento u otras razones de desalineación que afectan a la precisión de cada anemómetro. Para un ejemplo simple, como se muestra en la FIG. 2B, la señal de compensación de la dirección ideal del viento indicaría  $-\Theta$ . Esta señal de compensación se puede añadir a la salida del ángulo de dirección del viento por los anemómetros para proporcionar lecturas más precisas.

#### 50 Algoritmo de autocalibración de GUIÑADA

**[0031]** El algoritmo de autocalibración de guiñada está diseñado para funcionar sobre la base de datos estadísticos obtenidos durante un periodo de varios minutos, por ejemplo, un periodo de diez minutos. La descripción en esta invención utiliza un periodo de diez minutos, sin embargo, la duración del periodo se puede ajustar en función del diseño de la turbina eólica y/o las condiciones del viento. El periodo puede estar típicamente en el intervalo de varios minutos, es decir, significativamente más largo que el periodo de control para el algoritmo de control de guiñada principal.

**[0032]** El algoritmo puede utilizar varios parámetros y variables, por ejemplo, los establecidos en el Anexo A en cuatro tablas:

- Tabla 1: canales de entrada del controlador lógico programable (PLC) del generador de la turbina eólica
- Tabla 2: parámetros de iteración
- Tabla 3: parámetros de la turbina
- Tabla 4: variables internas

**[0033]** En general, la mayoría de las variables son valores medios obtenidos en cada periodo. Sin embargo, algunos no son valores medios; a saber, por ejemplo, los valores mínimos y máximos de velocidad de rotación del generador durante el período (en turbinas controladas por velocidad variable). En las turbinas con control de velocidad variable, la velocidad media del generador se utiliza para evaluar si la turbina estaba funcionando en el intervalo de velocidad variable de la turbina o a la velocidad nominal. Algunas partes del algoritmo solo se activan si la turbina está funcionando en el intervalo de velocidad variable de la turbina y, por lo tanto, los valores de datos tomados en el intervalo de velocidad variable son los únicos válidos. La intención del algoritmo es tomar directamente los datos registrados para el cálculo en el transcurso del período, por ejemplo, durante diez minutos. Si, por alguna razón no es posible, las cantidades estadísticas se pueden calcular a partir de datos en vivo/en tiempo real. Todos los elementos vectoriales y matriciales de las variables de las tablas se deben inicializar con el valor 0, salvo que se indique lo contrario.

**[0034]** El algoritmo de autocalibración de guiñada espera hasta que se cumplan todas las condiciones de activación para datos válidos para al menos un anemómetro. Tan pronto como ese sea el caso, se activa un período de captura de datos, por ejemplo, un intervalo de 10 minutos. El intervalo se completará si todos los criterios siguen siendo válidos durante ese período para al menos un anemómetro. De lo contrario, el intervalo se interrumpe y el sistema espera un nuevo disparo.

**[0035]** El algoritmo de autocalibración de guiñada proporciona una forma de ajustar una turbina eólica para alinearla correctamente con la dirección de entrada del viento. Una vez configurado y parametrizado correctamente, el algoritmo funciona de forma automática y continua. Por consiguiente, tiene en cuenta las variaciones de la dirección óptima de entrada del viento debido a los cambios estacionales y la suciedad o el envejecimiento de las palas del rotor y otras causas de turbulencia o desalineación. El algoritmo funciona para todos los anemómetros de forma independiente y, por consiguiente, puede compensar si un anemómetro falla. También detectará si un anemómetro muestra cambios repentinos u otros problemas de medición.

**[0036]** Con referencia a la FIG. 7, se muestra un diagrama de flujo 100 que describe el algoritmo de autocalibración de guiñada según un aspecto de la invención. En una fase de inicialización, la Fase 0, los parámetros de la turbina (Tabla 3, Anexo A) se recogen en la etapa 102 y los parámetros del algoritmo se recogen en la etapa 104. En la etapa 106, la inicialización de variables internas se lleva a cabo inicializando a un valor de cero, a menos que se indique lo contrario.

**[0037]** En la Fase I del diagrama de flujo 100, en la etapa 108, comienza la recopilación de datos en vivo y continúa durante el período de tiempo  $t$  (en este caso diez minutos) para cada anemómetro. A partir de la etapa 108, la variable de contador de anemómetro  $a$  se establece inicialmente en 1, por lo que el conjunto de datos medidos del anemómetro 1 se elige en la etapa 110. En la etapa 112 se determina si el conjunto de datos elegido es válido o no. Si se determina que el conjunto de datos no es válido, en la etapa 114, el sistema evalúa si hay otros anemómetros desde los cuales se deben evaluar los datos para el período de tiempo actual. Si hay anemómetros adicionales de los que se han recopilado datos, en la etapa 116, la variable  $a$  se incrementa en 1 y en la etapa 110 se recopila el conjunto de datos para el anemómetro 2 (es decir, el siguiente anemómetro) y el procedimiento continúa. Si, en la etapa 114, se determina que no hay anemómetros adicionales, en la etapa 118, el sistema espera hasta el siguiente período de tiempo, por ejemplo, a la expiración de diez minutos desde el período de tiempo actual ( $t = t + 10$ ), antes de proceder de nuevo a la etapa 108 para comenzar a recopilar datos en vivo para el siguiente período de tiempo.

**[0038]** Si, en la etapa 112 se determina que los datos son válidos, el sistema pasa a la etapa 120 en la Fase II del diagrama de flujo 100, donde el conjunto de datos para el anemómetro  $a$  se evalúa para el período de tiempo  $t$ . La etapa 120 incluye una serie de subetapas (120a-g) que se pueden describir en esta invención en la memoria descriptiva y/o adicionalmente en el Anexo B. En la etapa 120, los índices de matriz de conjunto de datos  $iMS$  e  $iWD$  se evalúan para determinar la velocidad mecánica (como la velocidad del generador o la velocidad del rotor) y la agrupación de la dirección del viento en función de las mediciones medidas de la velocidad mecánica y la dirección del viento y se realizan cálculos posteriores. El conjunto de datos elegido para el anemómetro  $a$  se organiza en una matriz  $M_{ij}$  donde los índices  $i$  y  $j$  son:

$i$ ... número de contenedor de velocidad mecánica en función de la medición de la velocidad mecánica; y  
 $j$ ... número de contenedor de dirección del viento basado en la medición de la dirección del viento del anemómetro  $a$ .

**[0039]** En la subetapa 120(a) se evalúan los índices de la matriz. Como un ejemplo, consulte la matriz 200, FIG. 8, que representa una cantidad de contenedores de velocidad mecánica ( $MS_i$ ), en este caso es la velocidad del rotor, cada contenedor tiene un intervalo de velocidad mecánica. De manera alternativa, la velocidad del generador se podría medir y agrupar o incluso la energía de la turbina. A lo largo de la primera columna 202 de la tabla 200, el depósito 203 se designa como que tiene un intervalo de velocidad mecánica, por ejemplo, de 5 a 6 rpm, el depósito 204 se designa como que tiene un intervalo de velocidad mecánica de 6 a 7 rpm, y el depósito 205 se designa como que tiene un intervalo de velocidad mecánica de 7 a 8 rpm. A través de la fila superior 206 hay contenedores de

dirección del viento (WDj), cada contenedor tiene un intervalo de dirección del viento, por ejemplo, (-4) - (-2) grados (207), (+4) - (+6) grados (208), (+6) - (+8) grados (209). Se pueden usar varios números de contenedores e intervalos de velocidades mecánicas y direcciones del viento dependiendo de la turbina eólica particular y la ubicación de la turbina.

5

**[0040]** Durante un tiempo prolongado (es decir, muchos períodos de tiempo t), se recopilan numerosos puntos válidos - triples (es decir, - WD\_ave\_i, MS\_ave\_i, P\_ave\_i), y se clasifican/almacenan en la matriz de velocidad mecánica - dirección del viento 200. Si corresponde, también se pueden recopilar los datos de velocidad del viento. A partir de los valores mencionados, WD\_ave\_i es la dirección media del viento durante un período de tiempo ti, WS\_ave\_i es la velocidad media del viento durante el período de tiempo ti, P\_ave\_i es la salida de energía media de la turbina eólica durante el período de tiempo ti y MS\_ave\_i es la velocidad mecánica media durante el período de tiempo ti. Por ejemplo, los datos (por ejemplo, energía media, velocidad media del viento) para un promedio de velocidad mecánica de entre 7 y 8 rpm con un promedio de dirección del viento de 4-6 grados se almacenarían en el contenedor 210 en la intersección de la fila definida por el contenedor de velocidad mecánica 205 y la columna definida por la dirección del viento 208. La energía media para ese periodo de tiempo está asociada con la velocidad mecánica y la dirección del viento para formar el punto válido, el triple para ese periodo de tiempo.

10

15

**[0041]** En el contenedor 210 de la matriz 200, por ejemplo, se muestra el número "15" que indica que en el contenedor correspondiente hay quince triples de puntos válidos promediados que se han almacenado en ese contenedor durante un período de tiempo prolongado. En el contenedor 212, está el número "4" que indica que durante el mismo período de tiempo solo se habían guardado cuatro puntos válidos promediados: triples que tenían una velocidad mecánica media en el intervalo de 5 a 6 rpm y el intervalo de dirección del viento de (-4) - (-2) grados.

20

**[0042]** Para cada punto válido promedio-triple, utilizando la velocidad mecánica media y la energía obtenida, se puede calcular un valor de rendimiento (PV) (subetapa 120b) de la siguiente manera:

25

$$PV = \frac{P_{ave}}{WS_{ave}^3}$$

De manera alternativa, se puede calcular un valor de rendimiento continuo PV\_c con los valores instantáneos de energía y velocidad del viento, y el valor de rendimiento PV se puede calcular como el promedio del valor de rendimiento continuo PV\_c.

30

**[0043]** Cabe señalar que, como la energía depende de la densidad del aire, el PV se puede corregir en densidad utilizando una temperatura medida T, que también se almacena en el contenedor asociado con cada punto válido-triple. De manera similar, se pueden utilizar otros efectos identificados y/o conocidos que influyen en el resultado del cálculo del valor de rendimiento como factores de corrección (por ejemplo, la posible influencia de la desalineación de la turbina en la velocidad del viento medida). El valor de rendimiento (PV) es una indicación de la eficacia con la que las palas capturan el viento. En otras palabras, cuanto mayor sea el PV, más eficiente será el rendimiento de la turbina, lo que se correlaciona con una mejor alineación con la dirección de entrada del viento.

40

**[0044]** Para cada intervalo/intervalo de velocidad mecánica, se pueden evaluar los diversos intervalos/intervalos de dirección del viento para determinar la dirección del viento con el mejor valor de rendimiento. El mejor valor de rendimiento es un indicador de la energía máxima de salida de la turbina para una velocidad mecánica dada. Como se muestra en el gráfico 250 de la FIG. 9, los valores de PV para una velocidad mecánica media dada n se trazan sobre la dirección del viento. Esto está representado con una fila en la tabla MS/WD 200 de la FIG. 8, por ejemplo, una de las filas para los intervalos de velocidad mecánica de 5 a 6 rpm (contenedor 203), 6 a 7 rpm (contenedor 204) o 7 a 8 rpm (contenedor 205).

45

**[0045]** Las subetapas 120b a 120g de la etapa 120 se describen en el Anexo B. El algoritmo de autocalibración de guiñada funciona con datos de medición de velocidad del viento y dirección del viento compensados o no compensados. Sin embargo, se prefiere el uso de valores compensados de las mediciones de velocidad del viento.

50

**[0046]** Al finalizar la etapa 120, el sistema avanza a la etapa 122 donde se evalúa la cantidad de datos y el intervalo de datos de la etapa 120. Si la cantidad y el intervalo de datos no son satisfactorios, entonces el sistema vuelve a la etapa 114 donde se determina si hay otros anemómetros para evaluar y procede de la manera descrita anteriormente. Si la cantidad y el intervalo de datos son satisfactorios, entonces el sistema avanza a la etapa 124, en la Fase III del diagrama de flujo 100, para realizar un ajuste de parábola en los puntos de datos de PV graficados.

55

**[0047]** En la etapa 124, se puede realizar un ajuste de parábola para la dirección óptima del viento por contenedor de velocidad mecánica como se representa en la FIG. 9 y como se describe con más detalle en el Anexo C. En la FIG. 9 se muestra un gráfico 250 que traza puntos de datos correspondientes al punto válido - triplica la matriz 200 de la FIG. 8 por valor de rendimiento (PV) a lo largo del eje y y la dirección del viento (WD) a lo largo del eje x para un intervalo de contenedores de velocidad mecánica. En este ejemplo, los puntos de datos pueden corresponder

60

a los recopilados para el compartimiento de velocidad mecánica 204, de 6 a 7 rpm. Como se puede observar, hay muchos puntos de datos individuales, por ejemplo, el punto de datos 252, que se traza mediante su valor de dirección del viento, WD252, y su valor de rendimiento calculado, PV252. Todos los triples de puntos válidos para el intervalo de contenedores de velocidad mecánica se trazan de una manera similar y a partir de los puntos de datos se realiza un ajuste de parábola para establecer la curva 254 para ese intervalo de contenedores de velocidad mecánica.

**[0048]** Como se muestra en la FIG. 10A, se realiza un ajuste de parábola para cada conjunto de puntos de datos también para los otros intervalos de intervalo de velocidad mecánica. Por lo tanto, además de la curva de ajuste de parábola 254, hay curvas de ajuste de parábola 256 para el compartimiento de velocidad mecánica 203, de 5 a 6 rpm y 258 para el compartimiento de velocidad mecánica 205, de 7 a 8 rpm superpuestas en un solo gráfico. En la etapa 126 del diagrama de flujo 100, FIG. 7, se determina si los ajustes de parábola para cada una de las velocidades mecánicas son válidos. Si son válidas, el sistema avanza a la etapa 128 y evalúa las curvas de intervalo de velocidad mecánica para determinar la dirección óptima del viento para cada intervalo de velocidad mecánica, como se describe con respecto a la FIG. 10B.

**[0049]** En la FIG. 10B, las curvas 254, 256 y 258 se muestran superpuestas en un solo gráfico con cada máximo de curvas indicado como 255, 257 y 259, respectivamente. Cada máximo corresponde a un valor específico de la dirección del viento, que se puede denominar como dirección del viento de rendimiento máximo. Para el máximo 255, la dirección del viento de rendimiento máximo se indica en el punto 260. Para el máximo 257, la dirección del viento de rendimiento máximo se indica en el punto 261. Y, para el máximo 259, la dirección del viento de rendimiento máximo se indica en el punto 262. Este estrategia proporciona la dirección del viento de rendimiento máximo para cada intervalo de velocidad mecánica, es decir, la dirección del viento que produce un valor de rendimiento máximo (PV).

**[0050]** Con la etapa 130 del diagrama de flujo 100, comienza la Fase V del procedimiento. La Fase V realiza cálculos, evaluaciones y ajustes de parámetros y variables en función de los resultados obtenidos en las Fases III y IV. En la etapa 130 del diagrama de flujo 100, se realiza un ajuste de línea de la compensación de la dirección del viento en función de la agrupación de velocidad mecánica, se representa en la FIG. 11 y se describe a continuación. El procedimiento también funciona en turbinas de velocidad constante (o múltiples turbinas de velocidad constante), porque la implementación se realiza en consecuencia. Los valores de compensación de la dirección del viento determinados en la etapa 128 en función de la evaluación del valor de rendimiento se utilizan para ajustar el anemómetro a mediante el uso de una relación funcional entre la corrección de la dirección del viento (WD) y la velocidad mecánica.

**[0051]** Se prefiere que los datos se tomen en una turbina de velocidad variable para la totalidad de un periodo de tiempo dado mientras la turbina de velocidad variable está funcionando en el intervalo de velocidad variable. Sin embargo, no es un requisito, y siempre que la turbina de velocidad variable esté funcionando en el intervalo de velocidad variable durante una parte del periodo de tiempo, por ejemplo, al menos el cincuenta por ciento del periodo de tiempo, los datos se pueden considerar datos válidos.

**[0052]** Si la turbina es del tipo de velocidad constante o de velocidad constante múltiple, es decir, velocidad baja constante del rotor para bajas velocidades del viento y velocidad alta constante del rotor para alta velocidad del viento), solo las velocidades de rotación del generador en una o más velocidades constantes son válidas y se pueden usar. Se prefiere que los datos se tomen para la totalidad de un periodo de tiempo dado mientras la turbina está funcionando en una o más de las velocidades constantes. Sin embargo, no es un requisito, y siempre que la turbina de velocidad constante esté operando una o más de las velocidades constantes durante una porción del periodo de tiempo, por ejemplo, al menos el cincuenta por ciento del periodo de tiempo, los datos se pueden considerar datos válidos.

**[0053]** Como se muestra en el gráfico 270, FIG. 1 1, donde los puntos máximos de corrección de la dirección del viento (WD) se trazan en relación con la velocidad mecánica y se forma un ajuste de línea 272 o un ajuste adecuado como se indica en la etapa 130 del diagrama de flujo 100, FIG. 7. En la etapa 132 del diagrama de flujo 100, se puede obtener un valor óptimo de compensación de la dirección del viento para el anemómetro a para cada velocidad mecánica. Como ejemplo, cuando la turbina está funcionando a X rpm, utilizando el ajuste de línea 272, se obtiene la compensación óptima de la dirección del viento (WD) Y y se proporciona al PLC para ajustar la salida de la dirección del viento del anemómetro a. A continuación, el sistema pasa a la etapa 114 para determinar si es necesario evaluar más anemómetros para el período de tiempo t dado.

**[0054]** Si hay más anemómetros, el sistema realiza la misma evaluación en los otros anemómetros para los datos del período de tiempo t, como se describió anteriormente. Una vez que se procesaron todos los datos del anemómetro y se determinaron los valores de compensación de la dirección del viento, el PLC de la turbina eólica puede usar los valores, al ejecutar el algoritmo de control de guiñada principal, para ajustar las lecturas de la dirección del viento del anemómetro para proporcionar un control de guiñada más preciso.

**[0055]** Con referencia nuevamente a la etapa 126 del diagrama de flujo 100, si se determina que el ajuste de parábola para cada una de las velocidades mecánicas no es válido, en lugar de proceder a la etapa 128, el sistema

avanza a la etapa 134 donde se establece un ajuste de línea de las mediciones del valor de rendimiento (PV). A veces, el ajuste de parábola para los datos de valor de rendimiento no se abre en la dirección orientada hacia abajo como se representa por la curva 254, FIG. 9, y en su lugar se abre de manera ascendente.

5 **[0056]** Por lo tanto, en lugar de un ajuste de parábola, en la etapa 134, se puede realizar un ajuste de línea en los puntos de datos. El máximo de la línea dentro de un cierto intervalo de los datos registrados se toma como la posición de guiñada óptima. El factor de ponderación (para más detalles, véase también el Anexo C) se reduce en ese caso para evitar maniobras de guiñada sustanciales basadas en esa estimación muy aproximada. En la etapa 136, se pueden evaluar los datos de velocidad mecánica basados en el ajuste de línea. A partir de aquí, el sistema pasa a la  
10 etapa 130 donde los puntos máximos de corrección de la dirección del viento (WD) se pueden representar en relación con la velocidad de rotación del generador como se representa en la FIG. 11.

**[0057]** El Anexo D describe con más detalle los cálculos relacionados con las etapas anteriores. El Anexo E describe algunas posibles alternativas/mejoras del algoritmo. A continuación se describen algunas realizaciones  
15 adicionales utilizando los principios de la invención descritos anteriormente.

#### Realizaciones adicionales

**[0058]** Como se describió anteriormente, se puede calcular un valor de corrección de la dirección del viento en  
20 función de una serie de períodos de tiempo para recopilar mediciones de diferentes variables de la turbina. En ese procedimiento, varios contenedores se llenan con un cierto número suficiente predefinido de puntos de datos para garantizar una corrección precisa de la dirección del viento. El número real de puntos de datos recopilados para garantizar una corrección precisa es variable y puede abarcar un intervalo basado en una compensación entre una mayor precisión y el retraso en la corrección de la guiñada. Antes de que todos los contenedores en los intervalos de  
25 velocidad del rotor se llenen adecuadamente, es decir, cada uno de los contenedores no se ha llenado con el número predefinido de puntos de datos, se considera que la región de velocidad mecánica correspondiente aún no es válida. Por lo tanto, podría llevar una cantidad significativa de tiempo recopilar datos suficientes en todos los intervalos de velocidad y aplicarlos según los valores de corrección.

30 **[0059]** Con el fin de acelerar este procedimiento, en un aspecto de la invención, el valor correcto para el valor de corrección de la dirección del viento se puede estimar para una determinada región de velocidad mecánica, es decir, un determinado contenedor, sin haber llenado suficientemente ese contenedor. Esta estimación se podría realizar en función de otros contenedores ya llenos, mediante el uso de cualquier tipo de extrapolación, por ejemplo, extrapolación lineal. Esta estrategia puede acelerar el procedimiento de obtención de valores de corrección de la  
35 dirección del viento y, por consiguiente, puede aumentar la salida de energía de la turbina. Estos valores de corrección extrapolados se usan siempre que no se disponga de mejores valores para usar en el estrategia estándar descrito anteriormente y como se representa en la FIG. 11.

**[0060]** Este estrategia de extrapolación se representa en la FIG. 12. Esta cifra es comparable a la FIG. 11, donde la velocidad del rotor se traza a lo largo del eje X y los ángulos de corrección de la dirección del viento se trazan a lo largo del eje Y. Los puntos máximos de corrección de la dirección del viento en los intervalos de velocidad del rotor agrupados 280 (de 5 a 7 rpm), 282 (de 7 a 9 rpm), 284 (de 9 a 11 rpm) y 286 (de 11 a 13 rpm) se representan con las marcas "x". Hay un número suficiente de puntos máximos de corrección de la dirección del viento que se han recopilado y graficado en estos contenedores y se ha graficado un gráfico de ajuste de línea, como se muestra en una  
45 línea continua, utilizando la estrategia algorítmico estándar antes descrita. Lo que es diferente aquí es que no ha habido puntos máximos de corrección de la dirección del viento que se hayan recopilado y graficado para el contenedor 288 (13-15 rpm).

**[0061]** Con el algoritmo estándar descrito anteriormente, el ajuste de línea puede no determinarse hasta que  
50 se hayan recopilado suficientes puntos de datos y se hayan incluido en el contenedor 288. De manera alternativa, se puede establecer un ajuste de línea 290 a través de los contenedores 280, 282, 284 y 286 y, a continuación, se puede aplicar el ajuste de línea extrapolado 292 para el contenedor 288. Mientras haya un contenedor con un número válido de puntos máximos de corrección de la dirección del viento, se puede extrapolar la línea adecuada para los otros contenedores.

55 **[0062]** Como se describió antes, el algoritmo descrito en la presente utiliza la agrupación de velocidad mecánica para calcular los valores de compensación de la dirección del viento. En la mayoría de los tipos de turbinas eólicas, el punto de funcionamiento de una turbina no solo depende de la velocidad mecánica, sino también de otros parámetros, como la energía de la turbina. Esto se debe principalmente al hecho de que el intervalo de velocidad mecánica de la  
60 turbina en la producción de energía está limitado por el diseño de la turbina. Eso significa que existen valores de velocidad (valores límite de velocidad), donde la turbina mantiene su velocidad mecánica constante, pero aún puede cambiar su punto de operación cambiando la energía producida.

**[0063]** En la FIG. 13, se muestra dicha dependencia de operación. En dichas regiones operativas de límite de  
65 velocidad, el algoritmo descrito hasta ahora proporcionaría solo un valor único para la corrección de la dirección del

viento (véase la FIG. 11). Sin embargo, un valor de corrección de la dirección del viento dependiente del punto de funcionamiento a velocidades límite traería la ventaja de mejorar la precisión de la corrección de la dirección del viento. Entonces, en otro aspecto de la invención, el algoritmo no solo utiliza la agrupación de velocidad mecánica, sino que también realiza una agrupación de energía, cuando la turbina funciona en uno de sus posiblemente múltiples valores  
5 límite de velocidad mecánica.

**[0064]** En la FIG. 13 se muestra la curva de energía 300 en todo el intervalo de velocidades del rotor de la turbina eólica. Siempre que la velocidad del rotor varíe, tal como a lo largo de la porción de curva de velocidad variable 302 (desde por encima de 5 rpm hasta justo por debajo de 15 rpm). Esto se debe a que, a medida que cambia la  
10 velocidad del rotor, también lo hace la salida de energía de la turbina y existe una clara correlación entre la velocidad del rotor y la salida de energía. Y, la corrección de la dirección del viento se puede calcular en función de la agrupación de velocidad mecánica antes descrita, como se muestra en la FIG. 11 y la FIG. 12. Cuando la velocidad mecánica de la turbina alcanza sus límites, como en el extremo de baja velocidad de la curva a 304 (5 rpm) y en el extremo de velocidad superior de la curva a 306 (a 15 rpm), la velocidad del rotor es fija, pero la salida de energía varía a las  
15 velocidades fijas del rotor. En esta región, la agrupación de velocidad mecánica por sí solo no puede diferenciar entre diferentes salidas de energía a estas velocidades fijas y, por lo tanto, no puede determinar con precisión un valor de corrección de la dirección del viento en estos casos. Para superar esto, se aplica la agrupación de energía para determinar valores precisos de corrección de la dirección del viento en estos intervalos de velocidad fijos.

**[0065]** Con referencia a la FIG. 14, se muestra que la tabla de agrupación de energía 400 tiene una cantidad de contenedores de energía, cada contenedor tiene un intervalo de energía de turbina que se usa solo cuando la turbina está operando en su extremo de velocidad superior, tal como en 306 (a 15 rpm) en la FIG. 13. La velocidad del rotor no cambia en esta región, pero sí la energía de salida y se puede usar para determinar la corrección de la  
20 dirección del viento utilizando la agrupación de energía. A lo largo de la primera columna 402 de la tabla 400, la energía de la turbina varía del 50 al 100 %, que son los niveles de energía de la turbina cuando funciona a la velocidad superior. Por ejemplo, el depósito 403 se designa como que tiene un intervalo de energía del 70 al 80 % de la energía nominal de la turbina, mientras que el depósito 404 se designa como que tiene un intervalo de energía del 80 al 90 % de la energía nominal. Y, el contenedor 405 se designa como que tiene un intervalo de energía del 90 al 100 % de la energía nominal. A través de la fila superior 406 hay contenedores de corrección de la dirección del viento (WDJ), cada  
25 contenedor tiene un intervalo de dirección del viento, por ejemplo, (-4) - (-2) grados (407), (+4) - (+6) grados (408), (+6) - (+8) grados (409). Se pueden usar varios números de contenedores e intervalos de energía dependiendo de la turbina eólica particular y la ubicación de la turbina.

**[0066]** Continuando con la referencia a la tabla de agrupación de energía 400 de la FIG. 14, en el contenedor  
35 410, por ejemplo, se muestra el número "15" que indica que en el contenedor correspondiente hay quince puntos válidos promediados, triples que tuvieron una corrección de la dirección del viento promedio en el intervalo de 4 a 6 grados. En el contenedor 412 está el número "4" que indica que durante el mismo período de tiempo solo se habían guardado cuatro puntos válidos promediados: triples que tenían una corrección media de la dirección del viento en el intervalo de -4 a -2 grados. A partir de estos datos, se determinan y grafican los valores de corrección de la dirección  
40 del viento para varios niveles de energía como se representará en la FIG. 15.

**[0067]** Por lo tanto, en los límites de velocidad mecánica, puntos 304 y 306 en la curva 300, FIG. 13, se calculan diferentes valores de corrección de la dirección del viento, dependiendo de la energía operativa de la turbina. En la FIG. 15, la velocidad del rotor se representa frente al ángulo de corrección de la dirección del viento como la línea 500.  
45 En el intervalo de velocidad variable 502 desde justo por encima de 5 rpm hasta justo por debajo de 15 rpm, existe una relación lineal entre la velocidad del rotor y el ángulo de corrección de la dirección del viento y los valores de corrección de la dirección del viento son discernibles a medida que la velocidad del rotor cambia en este intervalo. Sin embargo, en la región de velocidad fija inferior 504 la velocidad del rotor es fija pero el ángulo de corrección de la dirección del viento cambia al igual que la salida de energía de la turbina eólica. Lo mismo ocurre en la región 506,  
50 que es la velocidad fija del extremo superior de 15 rpm.

**[0068]** Con el fin de mejorar la precisión del ángulo de corrección de la dirección del viento en las regiones 504 y 506, la salida de energía de la turbina se superpone en el gráfico como los puntos P0, P10, P20, P30, P55, P75 y P100, que representan el porcentaje de los valores de energía de la turbina nominal completa en cada punto. Por  
55 consiguiente, el conocimiento de los valores de energía más efectivos/precisos de los ángulos de corrección de la dirección del viento se puede discernir en las regiones operativas de velocidad fija. En la región de funcionamiento 506, mientras las rpm del rotor están fijas, conociendo la salida de energía de la turbina se pueden determinar los ángulos de corrección de la dirección del viento correctos. Por ejemplo, en P55 (el 55 % de la energía nominal) el ángulo de corrección de la dirección del viento es de 4 grados, mientras que en P75 y P100 los ángulos de corrección  
60 de la dirección del viento son de 3,5 y 3 grados, respectivamente. Como se ve en la FIG. 15, la corrección de la dirección del viento puede disminuir en ciertas turbinas al aumentar la energía de la turbina.

**[0069]** Si bien este procedimiento se describe con respecto a una turbina eólica de velocidad variable, también se puede aplicar de la misma manera a turbinas eólicas de velocidad constante o fija.  
65

**[0070]** Un aspecto adicional de la invención generaliza la idea de usar la agrupación de velocidad combinada con la agrupación de energía. En esta generalización, el procedimiento de agrupación se extiende de una variable (es decir, la velocidad de la turbina mecánica) a más variables (en general, cualquier número superior a uno, pero al menos dos). Dicha variable de agrupación adicional podría ser, a modo de ejemplo, la energía de la turbina, pero también cualquier otra variable de turbina disponible. En otras palabras, la dimensión de agrupación se puede extender de una a más de una.

**[0071]** A continuación se describe una forma de implementar esta idea. En el procedimiento de agrupación de datos (es decir, el procedimiento de agrupación) de los datos de medición, que es la primera etapa en el algoritmo (como se describió antes), se puede implementar una preclasificación de los datos. En lugar de agrupar cada punto de datos de medición recopilados de la manera descrita anteriormente (agrupar en regiones de velocidad mecánica y llenar una matriz como se muestra en la FIG. 8), los datos se pueden preclasificar dependiendo de la energía promedio medida relacionada con los puntos de medición y recopilar en diferentes grupos de energía. Con el fin de hacer esto, primero se pueden definir regiones de energía (por ejemplo, en etapas del 10 % de la energía nominal). En primer lugar, se puede analizar una nueva forma de analizar el punto de datos de medición para determinar su energía y asignarla en consecuencia a la tabla/matriz de agrupación de la región de energía correcta. Dentro de la tabla de energía respectiva, el procedimiento de agrupación de datos (agrupación de velocidad mecánica) se puede realizar posteriormente de la misma manera que ya se describió antes. Por lo tanto, se puede formar un número múltiple de matrices/tablas como en la FIG. 8.

**[0072]** Estas matrices se pueden distinguir por diferentes regiones de energía, como se muestra en la FIG. 16. Por ejemplo, las matrices 600a para la región de energía de turbina de energía del 0 al 10 %, 600b para la región de energía de turbina del 10 al 20 %, 600c - 600i (no se muestra) para regiones de energía de turbina entre el 20 y el 90 %, y finalmente 600j para la región de energía de turbina del 90 al 100 %. Para cada una de estas matrices, el análisis adicional se realiza de la manera descrita anteriormente con respecto a la FIG. 8 agrupando los datos según el intervalo de dirección del viento de velocidad mecánica. Al final, el procedimiento proporciona un conjunto de datos de corrección de la dirección del viento que no solo depende de la velocidad mecánica (FIG. 8), sino que también no solo depende exclusivamente de la velocidad mecánica o de la energía (dependiendo del punto de funcionamiento, como se muestra en la FIG. 15), sino que depende tanto de la velocidad mecánica como de la energía en paralelo.

**[0073]** Dado que ahora hay dos variables de agrupación en lugar de una, este estrategia se puede denominar análisis de agrupación o de datos bidimensionales. Como se puede observar en la FIG. 16, las matrices son independientes entre sí y están pobladas con triples de puntos de datos válidos que pueden variar de una matriz a otra. En la matriz para el 0 al 10 % de energía hay 4 triples de puntos de datos válidos en el intervalo de velocidad mecánica de 5 a 6 rpm y dirección del viento de -4 a -2 grados. Hay 15 triples de puntos de datos válidos en el contenedor de 7 a 8 rpm y de 4 a 6 grados. En la matriz de energía del 10 al 20 % hay 2, 7 y 18 triples en varios contenedores y en la matriz de energía del 90 al 100 % se muestran 5 y 18 triples de puntos de datos válidos en los contenedores respectivos.

**[0074]** Con el estrategia de agrupación bidimensional, el cálculo final del valor correcto de corrección de la dirección del viento, que se envía al PLC al final, podría ser, como en el caso unidimensional, el resultado de un ajuste de datos como se describió en detalle anteriormente. En el caso bidimensional, se realizaría con un ajuste bidimensional, y podría ser lineal o cualquier otro ajuste que un experto en la técnica considere adecuado.

**[0075]** Este análisis de agrupación o datos bidimensional tiene algunas consecuencias. Una desventaja es que, mediante estas dimensiones de agrupación adicionales, el número de contenedores generalmente aumenta de manera sustancial y, por tanto, el procedimiento de recopilación de datos para lograr la validez de los contenedores llevará más tiempo. Por lo tanto, pasará más tiempo hasta que la turbina realice una buena compensación de la dirección del viento. Por otro lado, dicha extensión de la dimensión de agrupación de uno a dos o más no solo mejora la precisión final, sino que también proporciona una ventaja adicional significativa. Los cambios de operación principales en el control de la turbina (por ejemplo, el cambio de la relación de par a velocidad implementada generalmente en turbinas de velocidad variable) se consideran rápidamente y después de haber llenado los contenedores correspondientes, la corrección correcta de la dirección del viento se puede realizar muy rápidamente en dichos cambios de funcionamiento principales. Dichos cambios de funcionamiento principales previstos pueden ocurrir si las turbinas están expuestas a condiciones ambientales especiales (por ejemplo, gran altitud) o regulaciones generales especiales (reducción de velocidad prevista para disminuir el ruido). En la FIG. 17 se muestran 2 ejemplos de curvas de control de turbina eólica que se pueden implementar utilizando agrupación bidimensional. La primera curva mostrada por la línea continua puede ser la curva de control original y la segunda curva (en línea de puntos) puede ser la curva de control recién implementada obtenida a partir de los datos del procedimiento de agrupación bidimensional a lo largo del tiempo. Es visible que, dependiendo de la curva de control de la turbina utilizada, se llenarán diferentes contenedores con datos.

**[0076]** En una realización adicional, en lugar de agrupar según la velocidad mecánica, se puede usar la energía de salida de la turbina. Los mismos principios utilizados para la agrupación de velocidad mecánica se pueden aplicar a la energía de salida de la turbina y el estrategia descrito anteriormente con respecto a la agrupación de velocidad

mecánica, representado en las FIG. 7 a 11 y descrito anteriormente, sería el mismo y el parámetro de velocidad mecánica simplemente se reemplazaría por la energía de salida de la turbina. Para generalizar el principio de la invención, el procedimiento de agrupación se puede denominar agrupación utilizando un parámetro operacional de la turbina eólica, que podría ser una o más agrupaciones por velocidad del rotor/velocidad del generador (es decir, velocidad mecánica) o por energía de la turbina. Esto no incluiría la agrupación por intervalos de velocidad del viento, ya que este no es un parámetro operacional de la turbina eólica sino un parámetro externo, que, por supuesto, influye en el funcionamiento de la turbina eólica.

**[0077]** Si bien la descripción anterior de la invención permite a un experto en la materia hacer y usar lo que se considera actualmente como el mejor modo de la misma, los expertos en la materia entenderán y apreciarán la existencia de variaciones, combinaciones y equivalentes de las realizaciones y ejemplos específicos de la presente. Las realizaciones antes descritas de la presente invención pretenden ser solo ejemplos. Los expertos en la materia pueden efectuar alteraciones, modificaciones y variaciones en las realizaciones particulares sin apartarse del alcance de la invención, que se define únicamente por las reivindicaciones adjuntas a la misma. Por lo tanto, la invención no se limita a las realizaciones y ejemplos descritos anteriormente.

**[0078]** Habiendo descrito la invención, y una realización preferida de la misma, lo que se reivindica como nuevo y asegurado por letras patente se expone a continuación después de los Anexos.

**20 ANEXO A: PARÁMETROS**

**[0079]**

Tabla 1: canales de entrada del PLC del generador de la turbina eólica

Variable	Descripción
tiempo	Tiempo del PLC
velocidad del viento X	Señal de velocidad del viento del anemómetro X. Se prefiere la velocidad del viento no compensada, pero el algoritmo también funciona con los valores compensados. Se proporcionarán señales de velocidad del viento para todos los anemómetros.
dirección del viento X	Señal de dirección del viento del anemómetro X. Se prefiere la dirección del viento en bruto, pero el algoritmo también funciona con los valores no compensados o compensados. Se proporcionarán señales de dirección del viento para todos los anemómetros, si están disponibles.
estado anemómetro X	Estado del anemómetro X para la validez de la medición. El indicador de validez se proporcionará para cada anemómetro por separado, si es posible.
energía	Energía activa eléctrica medida
velocidad generador	Velocidad medida del generador
validez de la curva energía	Indicador de validez de la curva de energía. Se puede omitir si el factor de ponderación se calcula en función de la medición de "k <sub>opt</sub> ".
temperatura ambiente	Opcional. Se utiliza para compensar la densidad del aire.

Tabla 2: parámetros de iteración

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor ejemplar/sugerido</b>
ws_start	Velocidad mínima del viento para el algoritmo de calibración automática	velocidad del viento de inicio
ws_stop	Velocidad máxima del viento para el algoritmo de calibración automática	>~ 1,2* velocidad nominal del viento
gs_step	Ancho de agrupación para la velocidad mecánica	0,5 rpm
gs_start	Inicio de agrupación para la velocidad mecánica	0,5 rpm
gs_stop	Tope de agrupación para velocidad mecánica	15 rpm
wdir_min	Dirección del viento mínima no compensada para la agrupación de direcciones -30°	
wdir_max	Máxima dirección del viento no compensada para la agrupación de direcciones +30°	
wdir_step	Ancho de agrupación para la dirección del viento	1°

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor ejemplar/sugerido</b>
forgetting_rate	Proporción para reducir los factores de ponderación guardados en cada etapa de iteración	0,00035
ratio_kopt_init	Valor de inicialización para el factor de ponderación $k_{opt}$ (factor de relación óptimo de par/velocidad)	0,1
pow_min	Energía activa mínima para iniciar el algoritmo de conteo de autocalibración de guiñada	50 kW

Tabla 3: parámetros de la turbina

<b>Nombre del parámetro</b>	<b>Descripción</b>
GenSpeMin	Velocidad mínima del generador
GenSpeRat	Velocidad nominal del generador
nr ANE	Número de anemómetros.
altitud	Opcional. Altura por encima de MSL. Se utiliza para compensar la densidad del aire.
wdir offset X	Opcional. Desplazamiento de la dirección del viento definido para el anemómetro X.
wdir cps sca	Opcional. Compensación original de la dirección del viento en función de la velocidad del generador.

Tabla 4: variables internas

En la siguiente tabla, cada variable que contenga "X" se debe mantener para cada anemómetro por separado, "m" es la longitud del vector de velocidad del viento y "n" es la longitud de la dirección del viento.

Nombre de la variable Nombre del código de PLC	Tipo	Descripción
gs_vector	Vector de longitud (m)	Vector de velocidad mecánica utilizado para la agrupación. La longitud de gs_vector se define mediante los parámetros gs_start, gs_stop y gs_step. La longitud del vector de velocidad del viento se denomina más adelante «m».
wdir_vector	Vector de longitud (n)	Vector de dirección del viento utilizado para la agrupación. La longitud de wdir_vector se define mediante los parámetros wdir_start, wdir_stop y wdir_step. La longitud del vector de dirección del viento se denomina más adelante «n».
counts_ane_X	Matriz de tamaño (m x n)	(m x n) matriz de recuentos de datos para el anemómetro X
pv_X	Matriz de tamaño (m x n)	(m x n) matriz de valores de rendimiento para el anemómetro X
opt_wdir_X	Vector de longitud (m)	Vector de longitud m que contiene la dirección óptima del viento por contenedor de velocidad mecánica.
ws_X	Vector de longitud (m)	Vector de longitud m que contiene la velocidad del viento por contenedor de velocidad mecánica.
power_X	Vector de longitud (m)	Vector de longitud m que contiene la energía medida por contenedor de velocidad mecánica.
kopt_X	Vector de longitud (m)	Vector de longitud m que contiene los valores de k <sub>opt</sub> medidos por contenedor de velocidad mecánica.

Nombre de la variable Nombre del código de PLC	Tipo	Descripción
weighting_factor_X	Vector de longitud (m)	deVector de longitud m que contiene el factor de ponderación por contenedor de velocidad mecánica.
index_mechanical_speed_valid_X	Vector de longitud (m)	deVector que contiene los índices de las entradas de velocidad mecánica válidas
weighting_factor_complete_X	Valor	Suma de factores de ponderación para el anemómetro X. Se inicializa con 1 al inicio del algoritmo.

## ANEXO B: ECUACIONES DE EVALUACIÓN DE DATOS

5

[0080] Aquí, se describen detalles de las subetapas 120b a 120g de la etapa 120.

[0081] En la subetapa 120b, se calcula un valor de rendimiento **pv** como se indica en la Ec. 1 a continuación. El valor de rendimiento es un criterio para cuantificar el rendimiento de la energía en función de la dirección del viento medida dentro del algoritmo de autocalibración

10

de guiñada descrito en esta invención.

$$pv = \frac{P}{v_a^{3 \cdot q_v}} \quad (\text{Ec. 1})$$

15

[0082]

En una realización posible, si la densidad del aire está disponible, la Ec. 1 se puede adaptar de la siguiente manera más precisa:

$$pv = \frac{P}{\rho \cdot v_a^{3 \cdot q_v}} \quad (\text{Ec. 2})$$

20

pv Valor de rendimiento

$\rho$  Densidad de aire

$P$  Energía eléctrica medida

$v_a$  Velocidad del viento medida del anemómetro a

$q_v$  Indicador de calidad para la medición de la velocidad del viento (indicador binario); actualmente establecido en el valor estándar 1.

**[0083]** En otra realización, se podrían considerar los efectos sistemáticos de un rotor giratorio y desalineado en la medición de la velocidad del viento en la parte posterior de la góndola de una turbina eólica y, utilizando dichas relaciones, la velocidad del viento  $v_a$  en la Ec. 1 se podría adaptar. Esto podría explicar los errores asimétricos de medición de la velocidad del viento, como también se describe, por ejemplo, en <http://www.wind-energy-sci.net/3/395/2018/>. Allí, se describe el error de medición de la velocidad del viento en función de la desalineación de la guiñada. Tener en cuenta estos efectos sistemáticos bien conocidos podría mejorar aún más la precisión del procedimiento.

**[0084]** En algunos casos, la medición de la velocidad del viento puede causar problemas debido a incertidumbres, mala calibración, influencias locales u otras razones. Como la velocidad del viento se pone al cubo en el cálculo del valor de rendimiento de la Ec. 1, es posible que variaciones relativamente pequeñas debido a incertidumbres, por ejemplo, tengan una gran influencia. Por consiguiente, en algunos casos puede ser necesario eliminar la influencia de la velocidad del viento en el valor de rendimiento estableciendo el parámetro  $q_v$  en 0. Sin embargo, normalmente se sugiere establecer el parámetro  $q_v = 1$ . En caso de problemas debido a la influencia de la velocidad del viento, se recomienda recalibrar la medición de la velocidad del viento para obtener mejores resultados.

**[0085]** En la subetapa 120c, se evalúa el criterio de modo óptimo. Este criterio puede reducir aún más los datos medidos válidos para cálculos adicionales y se podría omitir. Este es particularmente el caso si la turbina no es de tipo de velocidad variable. La compensación de la desalineación de guiñada se evalúa mientras la turbina funciona con el factor de energía máximo  $c_p$ , es decir, entre la velocidad mínima y nominal del generador, excluyendo ambos límites de velocidad. Si los datos de la turbina se evalúan en tiempo real, se puede calcular una simple "Relación de modo óptimo" que contendrá el tiempo de funcionamiento relativo en Modo Óptimo:

$$r_{opt} = \frac{10min - t_{minspeed} - t_{ratedspeed}}{10min} \quad (Ec. 3)$$

$r_{opt}$  relación de modo óptimo (una longitud de intervalo elegida también puede ser diferente de 10 min)

$t_{minspeed}$  Tiempo pasado cerca o por debajo de la velocidad mínima del generador durante un intervalo de 10 minutos

$t_{ratedspeed}$  Tiempo pasado cerca o por encima de la velocidad nominal del generador durante un intervalo de 10 minutos.

**[0086]** En un procedimiento alternativo, en lugar de estimar o calcular la relación de tiempo que la turbina estaba produciendo en  $K_{opt}$  (ganancia de modo óptimo) durante el último intervalo de 10 minutos, este procedimiento mide primero la  $K_{opt}$  real a la que funciona la turbina. En función de ese valor medido y constantemente actualizado, se calcula el factor de ponderación  $r_{opt}$  para el último intervalo de 10 minutos.

**[0087]** Usando la Relación de Modo Óptimo  $r_{opt}$ , se puede hacer un Criterio de modo óptimo y más adelante se puede usar para mejorar la precisión de la compensación de la dirección del viento. Sin embargo, esta subetapa no es obligatoria para la invención.

#### 45 Recuento y filtrado.

**[0088]** Todos los valores contados se deben tratar de manera que su influencia en los resultados de la compensación de la dirección del viento disminuya con el tiempo en comparación con los datos adquiridos de manera más reciente. Son posibles diferentes procedimientos para esta subetapa, por ejemplo, el filtrado pT1 de los datos utilizando una constante de tiempo adecuada. Otra forma posible y similar es disminuir el peso de los datos adquiridos en etapas anteriores.

**[0089]** Un parámetro asociado con este último se denomina en el Anexo A "tasa de olvido".

**[0090]** Dicho filtrado se aplica a diferentes valores, incluido el valor de rendimiento, la energía eléctrica medida, la velocidad del generador, etc.

**[0091]** Evaluaciones de datos básicos. Está claro aceptar solo los elementos de la matriz con números de recuento mayores que 0 para la evaluación. Después de que se recopiló un punto de datos promedio de, por ejemplo, 10 minutos en el elemento  $[i,j]$  de la matriz  $p_v$ , la fila  $[i]$  se evalúa para determinar los índices válidos, que son las columnas de la fila  $i$  con un número de recuento mayor que cero.

[0092] En la subetapa 120f se determinan las estadísticas de velocidad del viento y dirección del viento para los grupos de velocidad mecánicos.

[0093] Los datos medidos solo se evalúan en este punto si:

- La suma de recuentos en el contenedor de velocidad mecánica correspondiente es mayor que el recuento mínimo exigido.
- El intervalo de direcciones de viento registradas es igual o mayor que el intervalo mínimo exigido.
- El número de contenedores de velocidad mecánica que contienen datos es suficientemente alto.

[0094] Si uno de los criterios anteriores falla, la evaluación para el anemómetro a del último intervalo, por ejemplo, de 10 minutos, se detiene después del registro del valor de rendimiento, la energía y los datos de recuentos.

[0095] En la subetapa 120g, los contadores se incrementan.

### ANEXO C: AJUSTE DE PARÁBOLA

[0096] Las ecuaciones básicas para el ajuste de curvas (incluido el ajuste de parábolas) no se discuten aquí, ya que se pueden encontrar fácilmente en la bibliografía. Varias etapas de la invención que se analizan aquí utilizan estos procedimientos estándar en su forma general o, como alternativa, ligeramente modificados. Las modificaciones incluyen la posibilidad de ponderar el conjunto de datos de diferentes maneras en función de diferentes criterios, como, por ejemplo, la reducción del peso para los puntos de datos más antiguos. Otro posible criterio de ponderación podría ser la distancia del punto de datos considerado al ángulo de dirección del viento óptimo esperado (los puntos de datos alejados del óptimo esperado podrían estar infraponderados, por ejemplo). También modificaciones como minimizar los desplazamientos perpendiculares en lugar de minimizar los cuadrados de los desplazamientos verticales son una posible modificación. Incluso se pueden aplicar diferentes ajustes de curva, por ejemplo, función sin, función cos, función polinómica.

[0097] Por lo tanto, los procedimientos de ajuste utilizados no se limitan al ajuste de la curva estándar, sino que también se pueden realizar utilizando otros criterios. Todas estas modificaciones al ajuste de la curva estándar son posibles. De hecho, el procedimiento preferido en una realización práctica de la invención es la diferente ponderación de los puntos de datos.

[0098] En la etapa 124, se realiza un ajuste de parábola, posiblemente modificado, para la dirección óptima del viento por contenedor de velocidad mecánica. A partir del resultado, se puede determinar la dirección óptima del viento en cada compartimento de velocidad mecánica. La dirección óptima del viento solo se acepta dentro de un cierto intervalo de los datos medidos.

### ANEXO D: EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL AJUSTE DE LA PARÁBOLA

[0099] Si el ajuste de parábola del Anexo C da como resultado una parábola inversa (abierta en la parte superior en lugar de abierta en la parte inferior), entonces se puede realizar un ajuste lineal con los datos correspondientes. Como valor óptimo de la dirección del viento, se toma uno de los valores finales del intervalo predefinido, por ejemplo, donde el valor PV correspondiente es mayor. Se elige un factor de ponderación relativamente pequeño para el resultado con el fin de infraponderar el punto de datos. La razón es que se supone que los resultados obtenidos de los ajustes lineales tienen mayores incertidumbres que los resultados obtenidos de los ajustes de parábola y, por lo tanto, deben estar infraponderados.

#### Evaluación de la compensación de la dirección del viento:

[0100] La compensación de la dirección del viento (Fase V en la FIG. 7) es la última etapa del algoritmo.

[0101] Los parámetros de compensación para el anemómetro X finalmente se derivan a través de un ajuste de línea de dirección óptima del viento sobre la velocidad del generador. El ajuste se pondera mediante los factores de ponderación calculados. Para ello, primero se debe evaluar la dirección óptima del viento dependiendo de la velocidad mecánica con el ajuste de parábola (como alternativa, el ajuste lineal o diferente) antes descrito. Posteriormente, los valores resultantes se ajustan de manera lineal (o adecuada) en función de la velocidad del generador. Con el fin de impedir el comportamiento inestable del algoritmo, los valores se filtran utilizando un procedimiento adecuado (descrito anteriormente).

### ANEXO E: POSIBLES MEJORAS DEL ALGORITMO

[0102] Las posibles mejoras del algoritmo que no se describieron hasta el momento podrían ser:

- Optimización del intervalo de medición -> Cambio de intervalo si es necesario

## ES 2 976 514 T3

• Posiblemente, el algoritmo también se podría aplicar a la señal de energía pura (es decir, no solo en la señal de valor de rendimiento). La medición del viento podría provocar problemas en algunas turbinas:

- 5 - Menos producción de energía debido a la desalineación de la guiñada -> menos efecto del conducto (boquilla) -  
> menos medición del viento podría conducir a valores de  $p_v$  más altos debido a  $p_v \sim 1/v^3$ . El resultado de este efecto es la parábola inversa mencionada anteriormente (parábola abierta en la parte superior). Sin embargo, dado que el efecto se podría considerar simétrico (en relación con las desalineaciones de guiñada izquierda y derecha), el algoritmo aún debería encontrar la corrección óptima de la dirección de guiñada.
- 10 - Menos producción de energía debido a la desalineación de la guiñada -> menos energía extraída -> más medición del viento estaría bien

• "Modo historial": hacer que el algoritmo sea más rápido mediante la inicialización en función de la evaluación de los datos históricos registrados (si están disponibles).

15 • Análisis de sectores direccionales: al aplicar el algoritmo para diferentes sectores de entrada geográfica por separado, se podrían tener en cuenta los efectos de estela y el terreno.

- Desventaja: Mayor "tiempo de calentamiento" del algoritmo. Se podría compensar mediante resultados compartidos para todos los sectores hasta que se disponga de una cantidad suficiente de datos.

20

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de autocalibración de guiñada configurado para calibrar al menos un anemómetro de un sistema de control de guiñada para corregir la desalineación de guiñada, el sistema de control de guiñada configurado para ajustar una posición de góndola de turbina eólica alrededor de un eje de guiñada (A) para alinear la turbina eólica con la dirección de la entrada de viento, donde el procedimiento de autocalibración de guiñada comprende:
- recopilar datos de la turbina eólica durante una pluralidad de períodos de tiempo con respecto al, al menos, un anemómetro, incluyendo los datos de la turbina eólica uno o más de velocidad mecánica, velocidad del viento, energía de la turbina y dirección del viento; determinar a partir de los datos recopilados una señal de compensación de la dirección del viento asociada con una pluralidad de intervalos de parámetros de funcionamiento; las señales de compensación de la dirección del viento correspondientes a los efectos en el al menos un anemómetro debido a la desalineación de la guiñada;
- proporcionar las señales de compensación del viento al sistema de control de guiñada para ajustar los datos de dirección del viento del al menos un anemómetro para cada uno de los intervalos de parámetros de funcionamiento asociados.
- caracterizado porque**
- la etapa de recopilación incluye calcular un parámetro de funcionamiento medio y una dirección de viento promedio para cada periodo de tiempo de la pluralidad de periodos de tiempo para el al menos un anemómetro y agrupar el parámetro de funcionamiento medio y la dirección de viento promedio para cada periodo de tiempo en una ubicación de compartimento en función de un intervalo de parámetros de funcionamiento y un intervalo de direcciones de viento;
- se calcula un valor de rendimiento correlacionado con la energía media del generador eléctrico y la velocidad media del viento para cada periodo de tiempo y se asocia con el parámetro de funcionamiento medio agrupado y la dirección media del viento para ese periodo de tiempo;
- la etapa de determinar una señal de compensación de la dirección del viento asociada con un intervalo de parámetros de funcionamiento incluye graficar para cada intervalo de parámetros de funcionamiento un valor de rendimiento calculado durante la pluralidad de períodos de tiempo contra su dirección del viento promedio correspondiente; y
- el parámetro de funcionamiento incluye uno o más de la velocidad del rotor, la velocidad del generador y la energía de la turbina.
2. El procedimiento de autocalibración de guiñada según la reivindicación 1, donde la etapa de determinar una señal de compensación de la dirección del viento asociada con un intervalo de parámetros de funcionamiento incluye además determinar, a partir del valor de rendimiento graficado, un valor de rendimiento máximo para cada intervalo de parámetros de funcionamiento, y donde la etapa de determinar también incluye graficar la señal de compensación de la dirección del viento asociada con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo con respecto al intervalo de parámetros de funcionamiento asociado.
3. El procedimiento de autocalibración de guiñada según la reivindicación 2, donde la etapa de proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento al sistema de control de guiñada incluye proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento trazadas asociadas con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo con respecto al intervalo de parámetros de funcionamiento asociado al sistema de control de guiñada; o
- donde la turbina eólica es una turbina eólica de velocidad variable que tiene un intervalo de velocidad variable, y donde el parámetro de funcionamiento medio se determina solo cuando dicha turbina de velocidad variable está funcionando en dicho intervalo de velocidad variable durante al menos una porción del período de tiempo; o
- donde la turbina eólica es una turbina eólica de velocidad fija que tiene al menos un punto de funcionamiento de velocidad con sustancialmente ninguna variabilidad de velocidad en dicho al menos un punto de operación y donde el parámetro de operación promedio se determina durante un período de tiempo solo cuando la turbina de velocidad fija ha operado en dicho al menos un punto de operación de velocidad durante al menos una parte del período de tiempo.
4. El procedimiento de autocalibración de guiñada según la reivindicación 2, donde la etapa de graficar las señales de compensación de la dirección del viento incluye extrapolar las señales de compensación de la dirección del viento para al menos un intervalo de parámetros de funcionamiento; o
- donde graficar la señal de compensación de la dirección del viento asociada con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo con respecto al intervalo de parámetros de funcionamiento asociado, el intervalo de parámetros de funcionamiento asociado incluye graficar la señal de compensación de la dirección del viento con respecto a una de la velocidad del rotor o la velocidad del generador y ajustar la señal de la dirección del viento en función de la energía de la turbina medida.
5. El procedimiento de autocalibración de guiñada según la reivindicación 1, donde la etapa de agrupar el

parámetro operacional promedio y la dirección del viento promedio para cada período de tiempo en una ubicación de agrupación en función de un intervalo de parámetros operacionales y un intervalo de direcciones del viento incluye usar una agrupación bidimensional donde hay una pluralidad de matrices de agrupación, donde cada matriz corresponde a un intervalo diferente de un primer parámetro operacional y cada matriz incluye un intervalo de un segundo parámetro operacional con respecto al intervalo de direcciones del viento.

6. Un sistema de autocalibración de guiñada (60) configurado para calibrar al menos un anemómetro de un sistema de control de guiñada para corregir la desalineación de guiñada, donde el sistema de control de guiñada está configurado para ajustar una posición de la góndola de la turbina eólica alrededor de un eje de guiñada (A) a fin de alinear la turbina eólica con la dirección de la entrada de viento, y donde el sistema de autocalibración de guiñada (60) comprende:

un módulo de recopilación para obtener datos de la turbina eólica durante una pluralidad de períodos de tiempo con respecto al al menos un anemómetro, donde los datos de la turbina eólica incluyen uno o más de velocidad mecánica, velocidad del viento, energía de la turbina y dirección del viento;

un módulo de cálculo para determinar a partir de los datos recopilados una señal de compensación de dirección del viento asociada con una pluralidad de intervalos de parámetros de funcionamiento; las señales de compensación de la dirección del viento correspondientes a los efectos en el al menos un anemómetro debido a la desalineación de la guiñada;

un módulo de transferencia configurado para proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento al sistema de control de guiñada para ajustar los datos de la dirección del viento del al menos un anemómetro para cada uno de los intervalos de parámetros de funcionamiento asociados;

**caracterizado porque**

el módulo de recolección está configurado para calcular un parámetro de funcionamiento medio y una dirección del viento promedio para cada período de tiempo de la pluralidad de períodos de tiempo para el al menos un anemómetro y agrupar el parámetro de funcionamiento medio y la dirección del viento promedio para cada período de tiempo en una ubicación de contenedor en función de un intervalo de parámetros de funcionamiento y un intervalo de direcciones del viento;

el módulo de cálculo está configurado para calcular un valor de rendimiento correlacionado con la energía media del generador eléctrico y la velocidad media del viento para cada periodo de tiempo y está asociado con el parámetro de funcionamiento medio agrupado y la dirección media del viento para ese periodo de tiempo;

el módulo de cálculo está configurado para graficar para cada intervalo de parámetros de funcionamiento un valor de rendimiento calculado durante la pluralidad de períodos de tiempo contra su dirección de viento promedio correspondiente; y

el parámetro de funcionamiento incluye uno o más de la velocidad del rotor, la velocidad del generador y la energía de la turbina.

7. El sistema de autocalibración de guiñada (60) según la reivindicación 6, donde el módulo de cálculo está configurado para determinar, a partir del valor de rendimiento graficado, un valor de rendimiento máximo para cada intervalo de parámetros de funcionamiento y para graficar la señal de compensación de la dirección del viento asociada con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo en relación con el intervalo de parámetros de funcionamiento asociado.

8. El sistema de autocalibración de guiñada (60) según la reivindicación 7, donde el módulo de transferencia está configurado además para proporcionar las señales de compensación de la dirección del viento trazadas asociadas con cada uno de dichos valores de rendimiento máximo con respecto al intervalo de parámetros de funcionamiento asociados al sistema de control de guiñada; o

donde la turbina eólica es una turbina eólica de velocidad variable que tiene un intervalo de velocidad variable, y donde el parámetro de funcionamiento medio se determina solo cuando dicha turbina de velocidad variable está funcionando en dicho intervalo de velocidad variable durante al menos una porción del período de tiempo; o

donde la turbina eólica es una turbina eólica de velocidad fija que tiene al menos un punto de funcionamiento de velocidad con sustancialmente ninguna variabilidad de velocidad en dicho al menos un punto de operación y donde el parámetro de operación promedio se determina durante un período de tiempo solo cuando la turbina de velocidad fija funcionó en dicho al menos un punto de operación de velocidad durante al menos una parte del período de tiempo.

9. El sistema de autocalibración de guiñada (60) según la reivindicación 7, donde el módulo de cálculo está configurado para extrapolar las señales de compensación de dirección del viento para al menos un intervalo de parámetros de funcionamiento cuando se trazan las señales de compensación de dirección del viento; o

donde el módulo de cálculo está configurado para graficar la señal de compensación de la dirección del viento en relación con una de la velocidad del rotor o la velocidad del generador y ajustar la señal de compensación de la dirección del viento en función de la energía de turbina medida.

10. El sistema de autocalibración de guiñada (60) según la reivindicación 6, donde el módulo de recolección

## ES 2 976 514 T3

está configurado para usar agrupación bidimensional, donde hay una pluralidad de matrices de agrupación, donde cada matriz corresponde a un intervalo diferente de un primer parámetro operacional y cada matriz incluye un intervalo de un segundo parámetro operacional con respecto al intervalo de direcciones del viento.

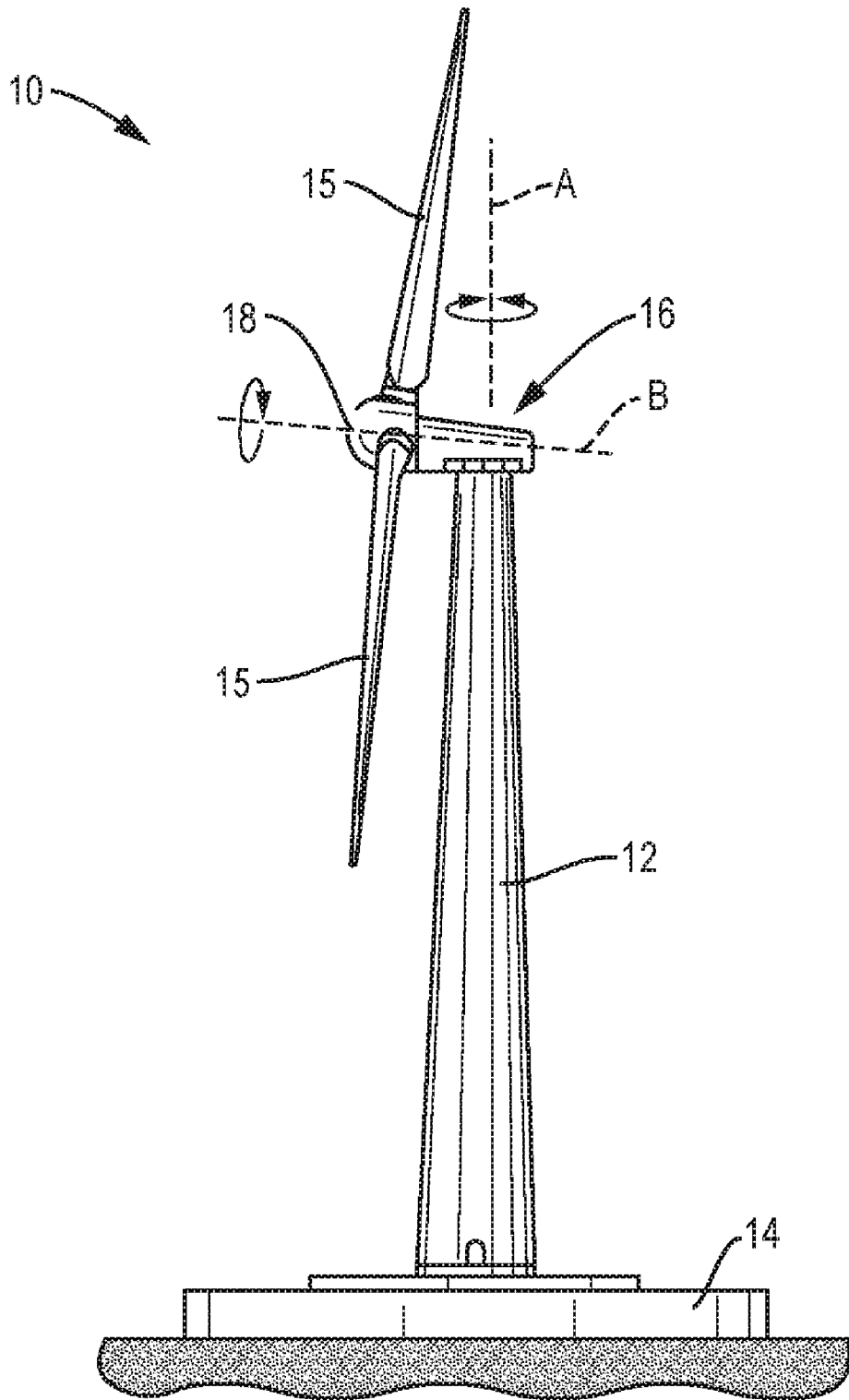


FIG. 1

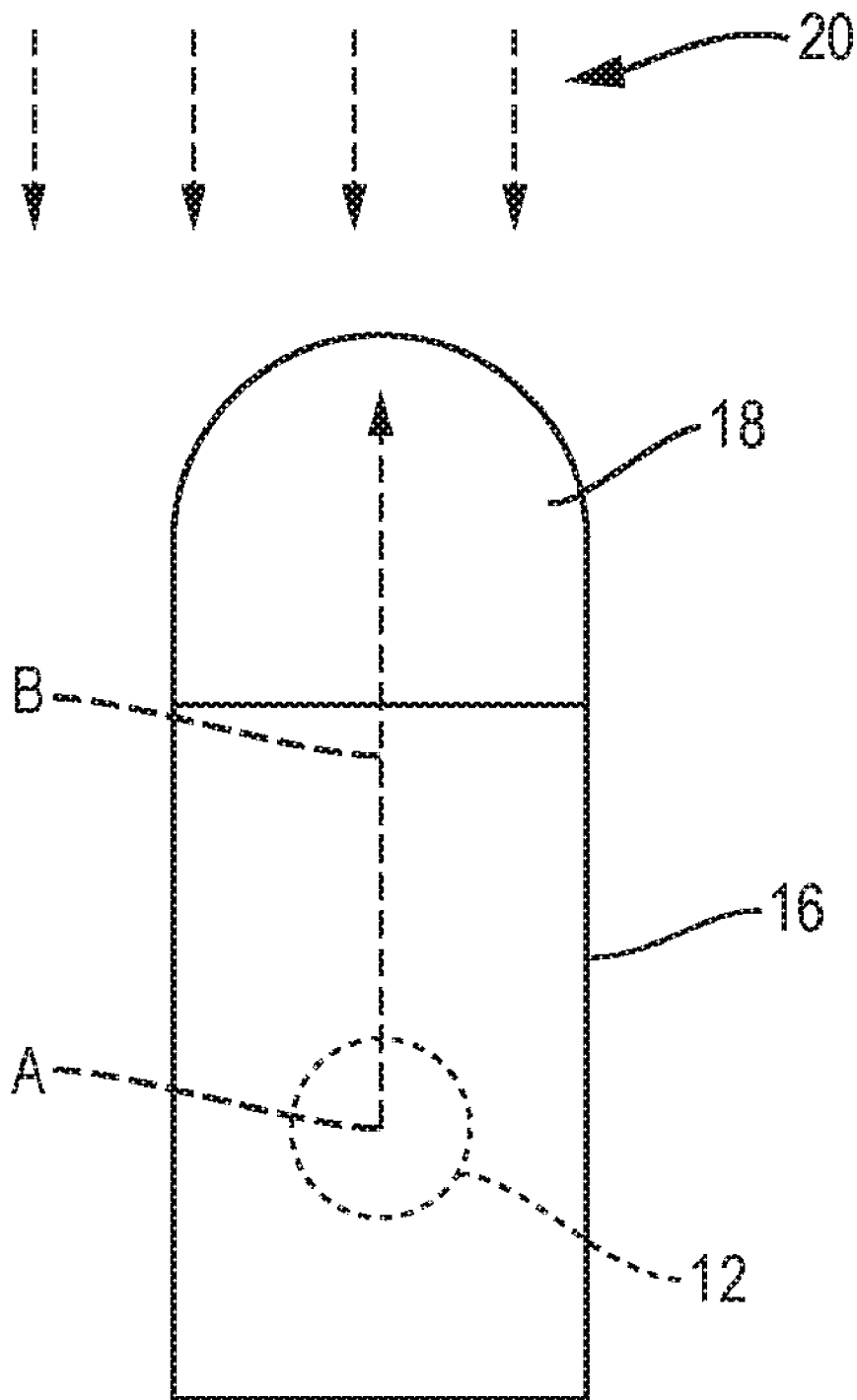


FIG. 2A

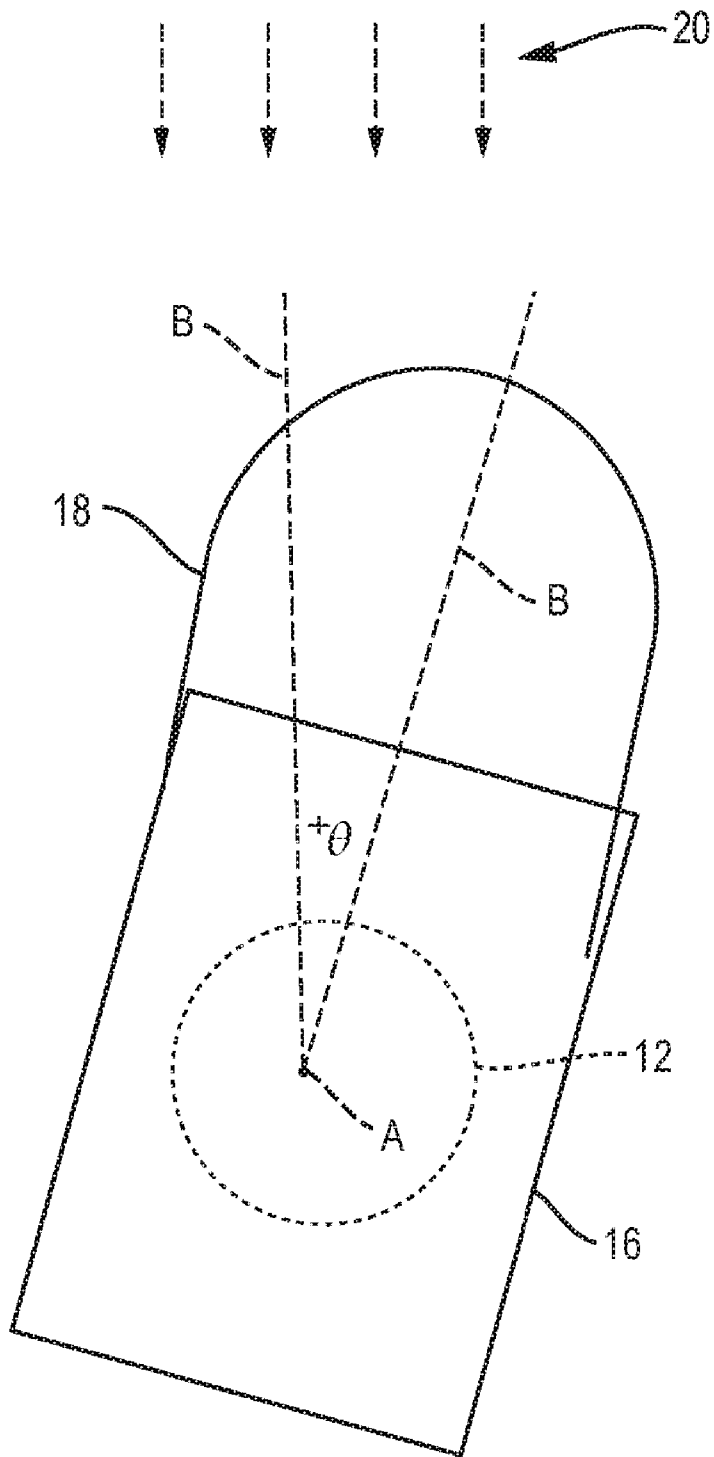


FIG. 2B

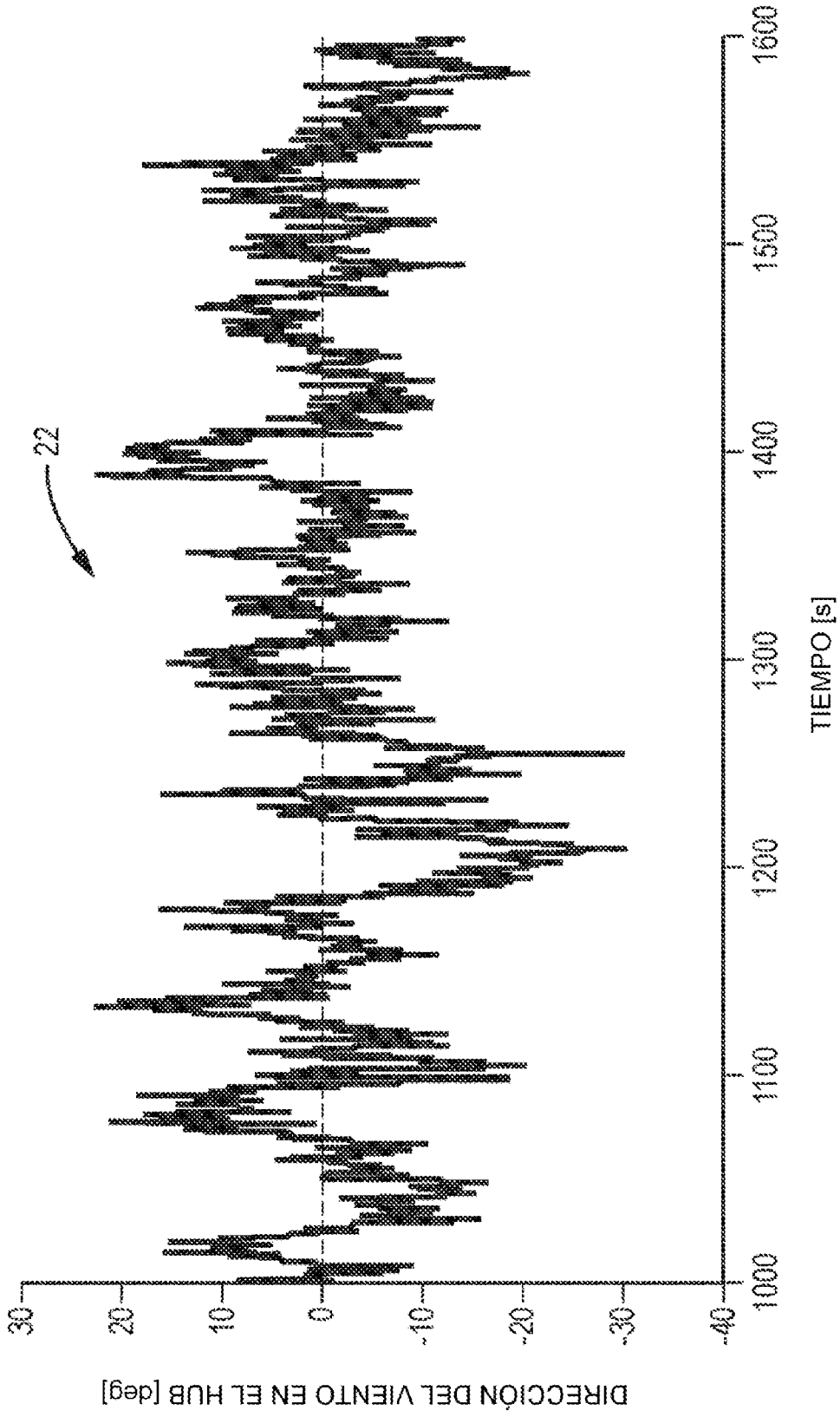


FIG. 3A

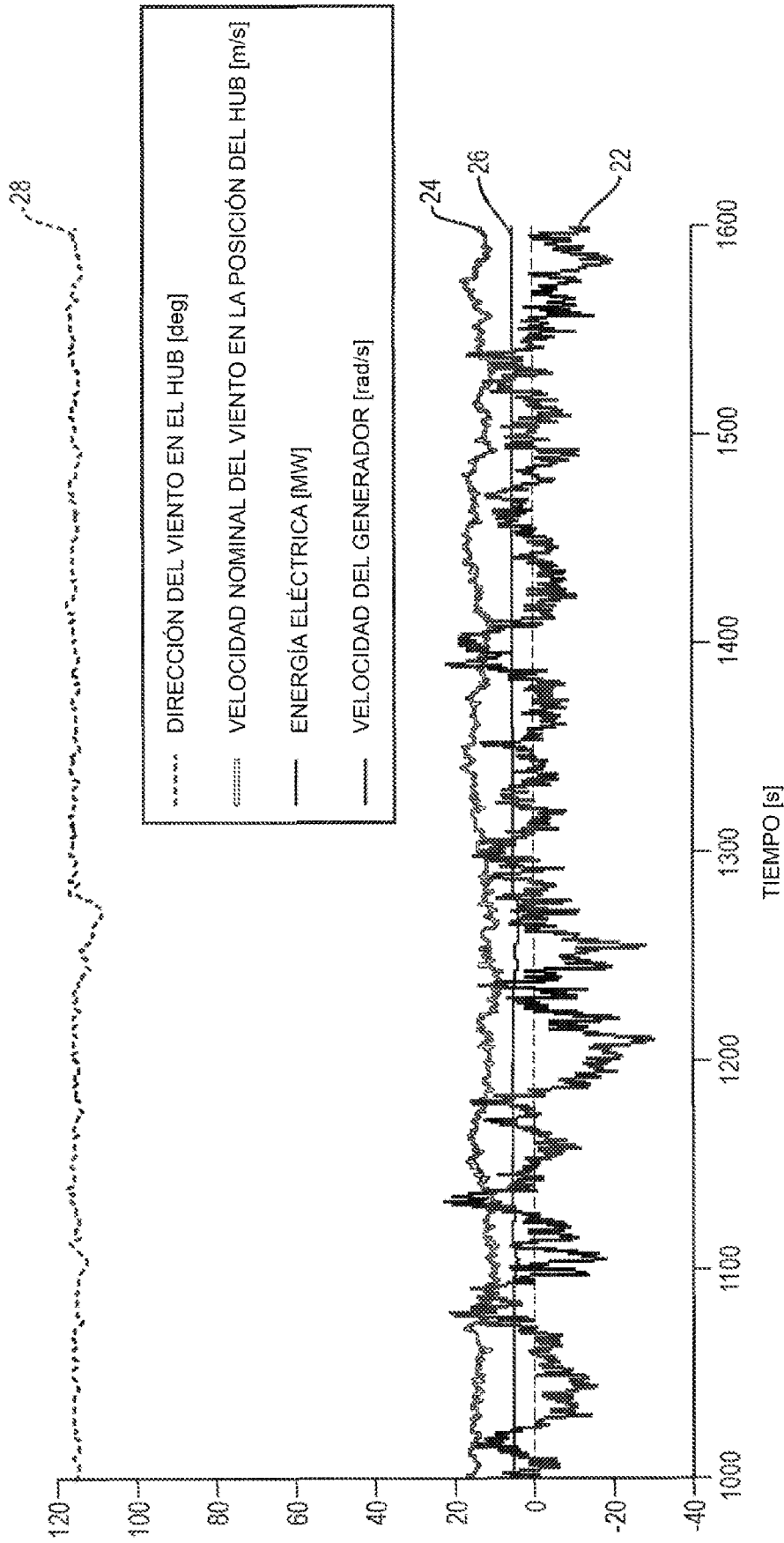


FIG. 3B

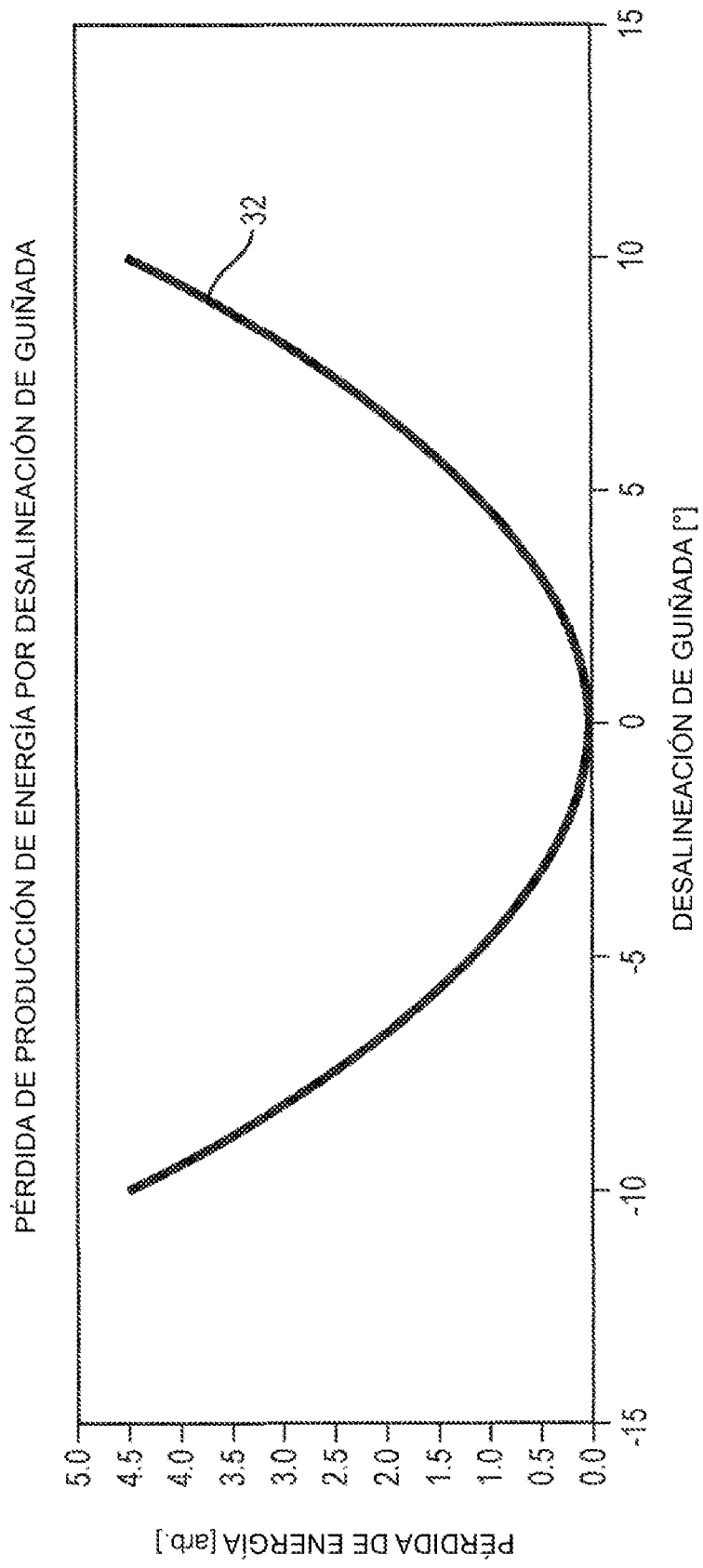


FIG. 4

40

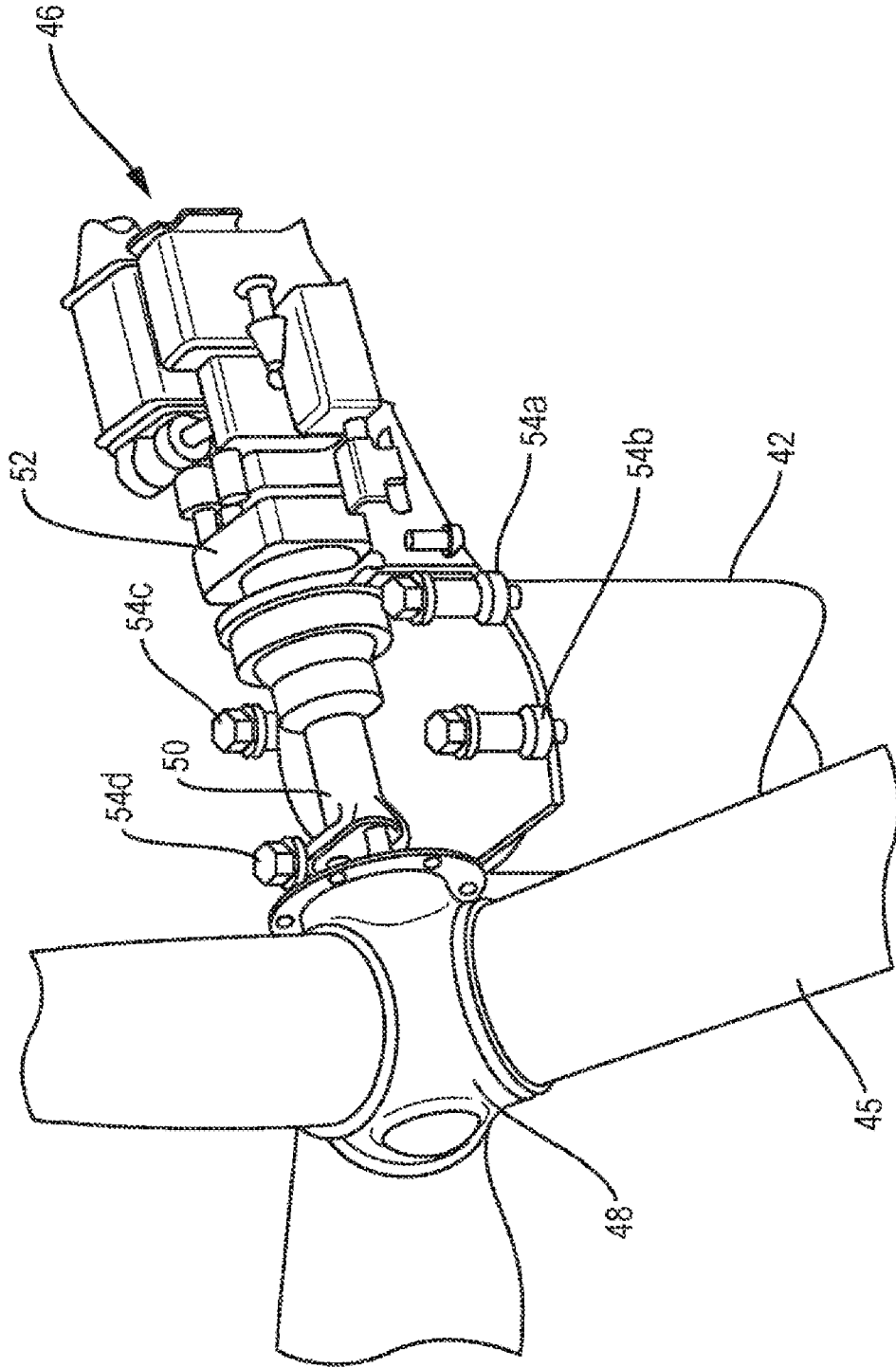


FIG. 5

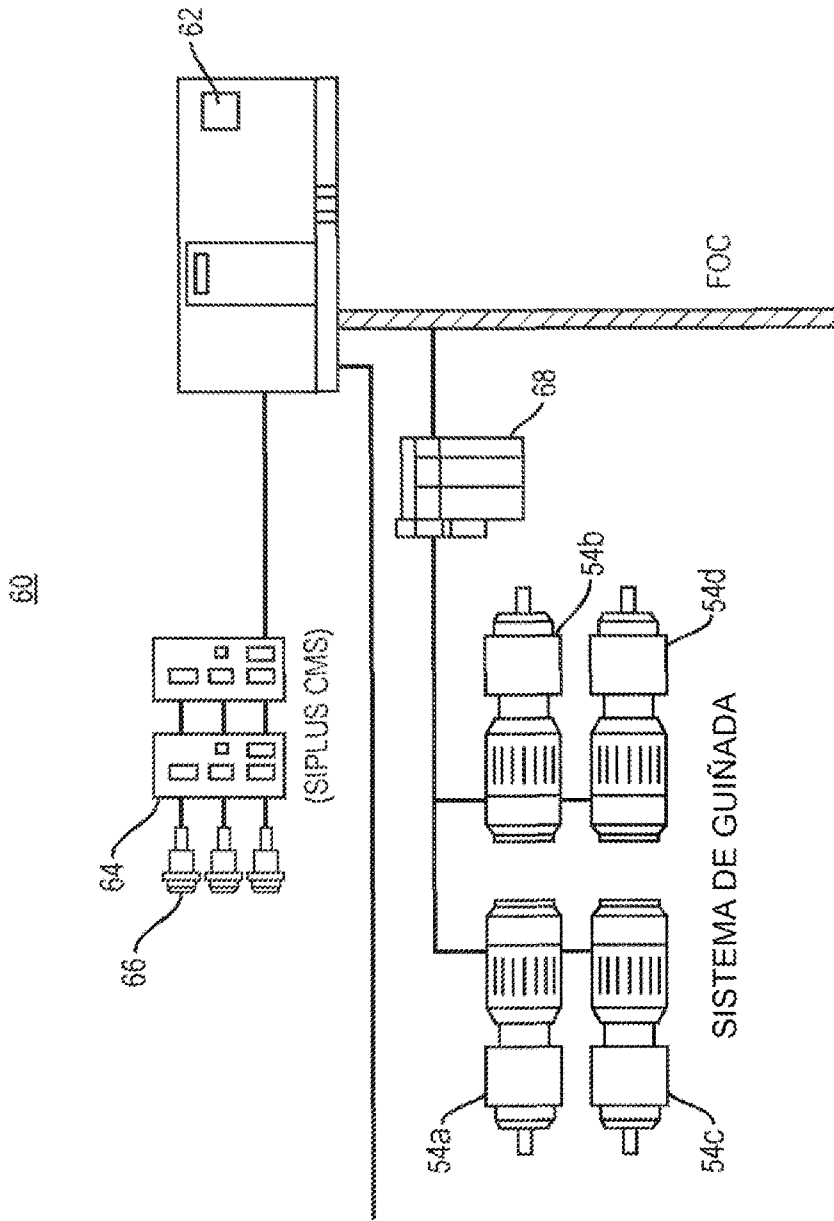
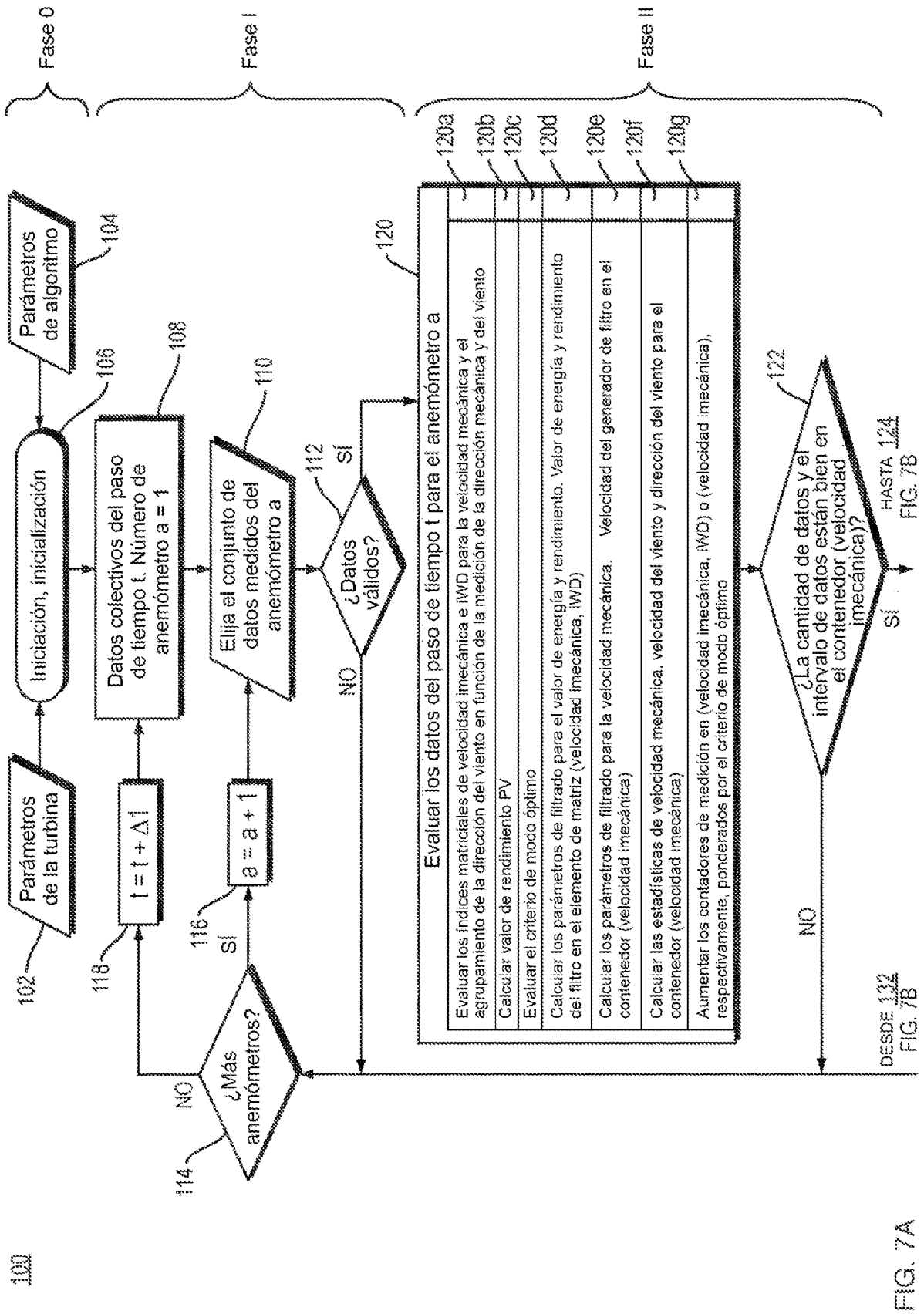


FIG. 6



DESDE 132  
FIG. 7B

FIG. 7A

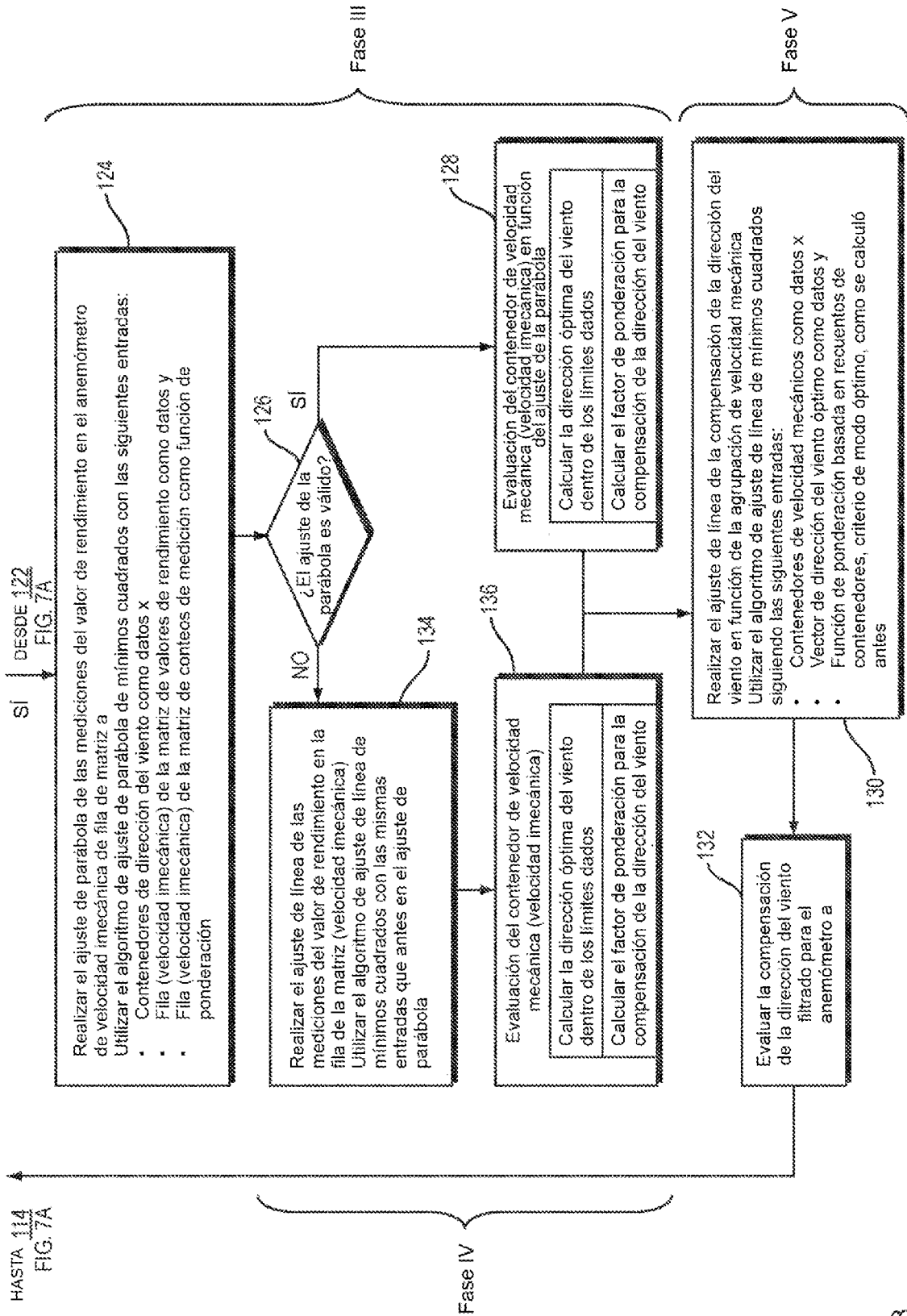


FIG. 7B

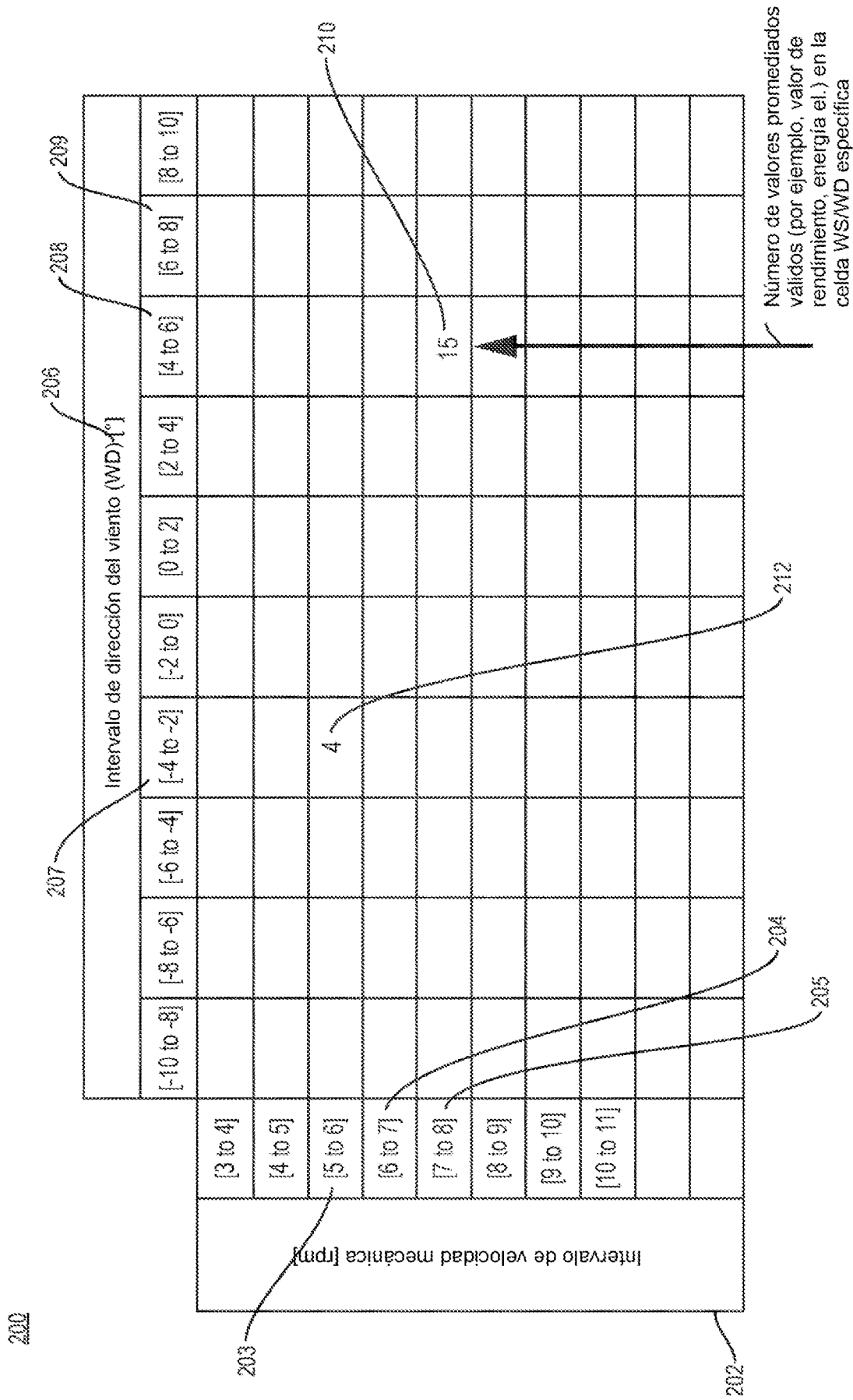


FIG. 8

250

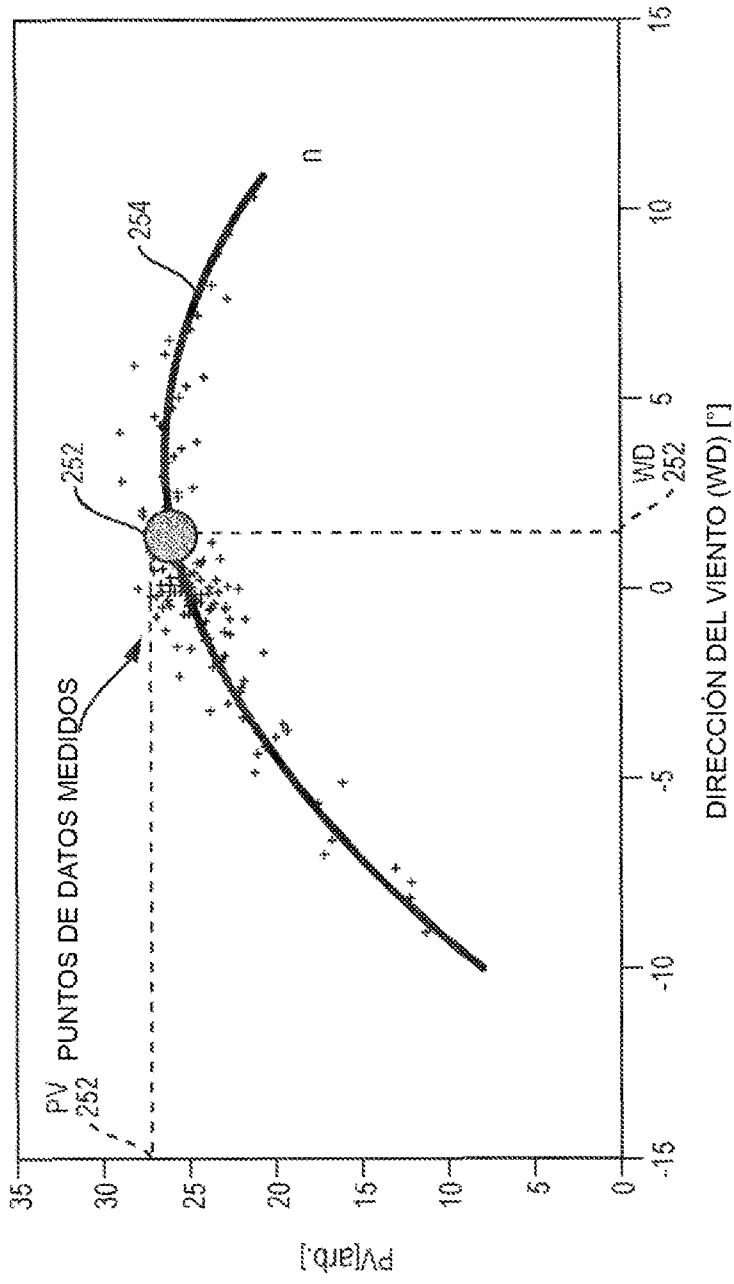


FIG. 9

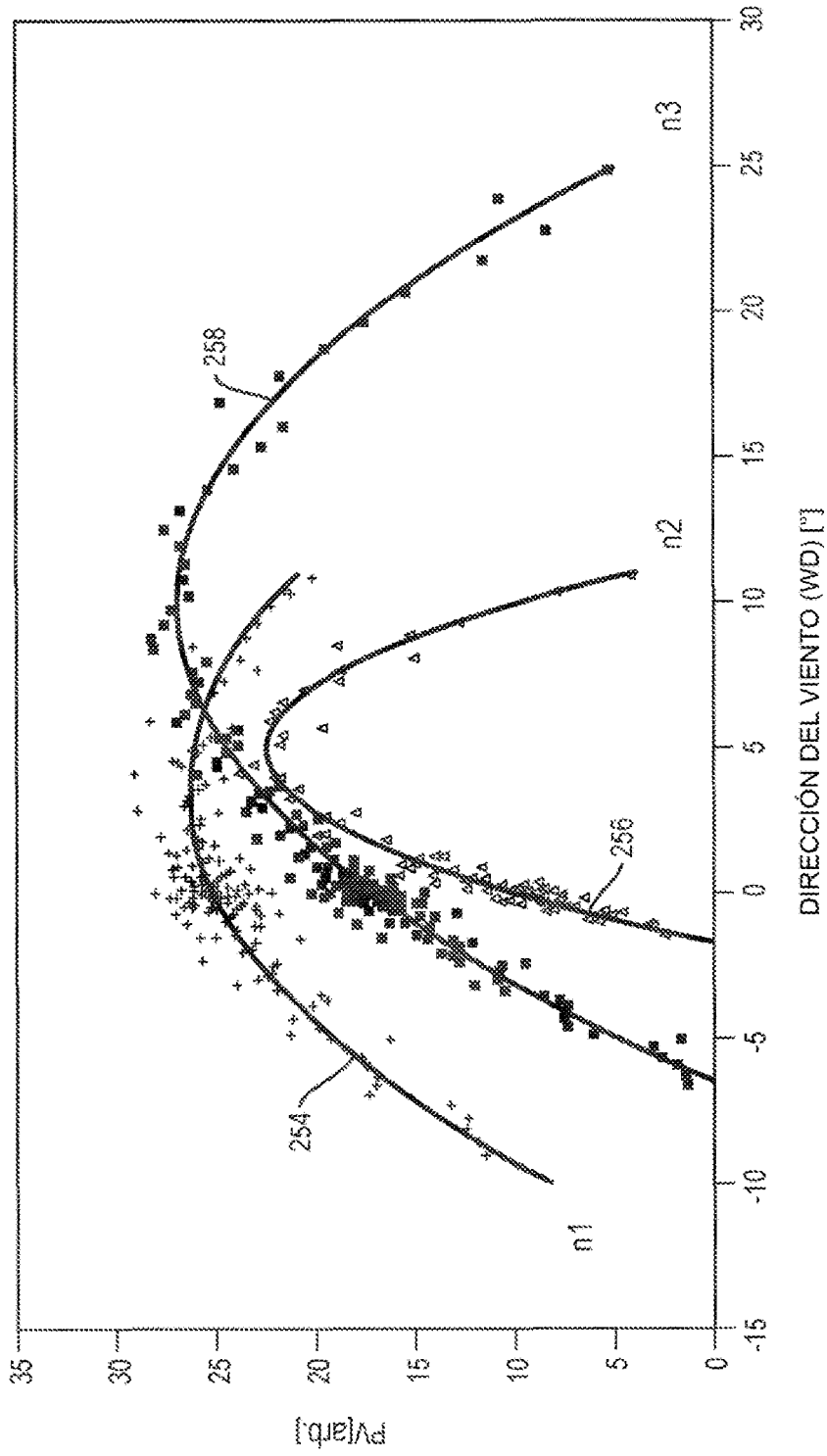


FIG. 10A

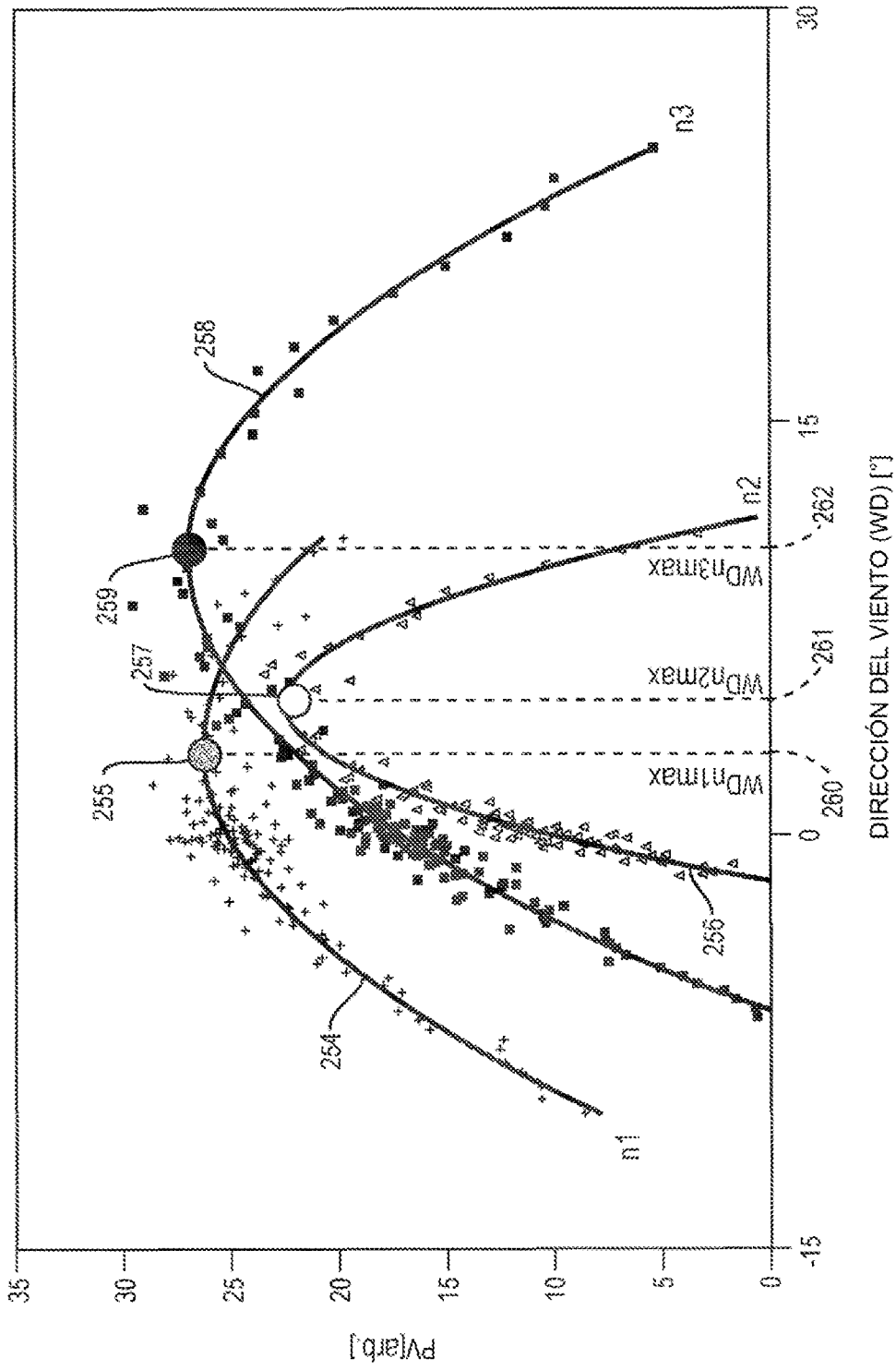
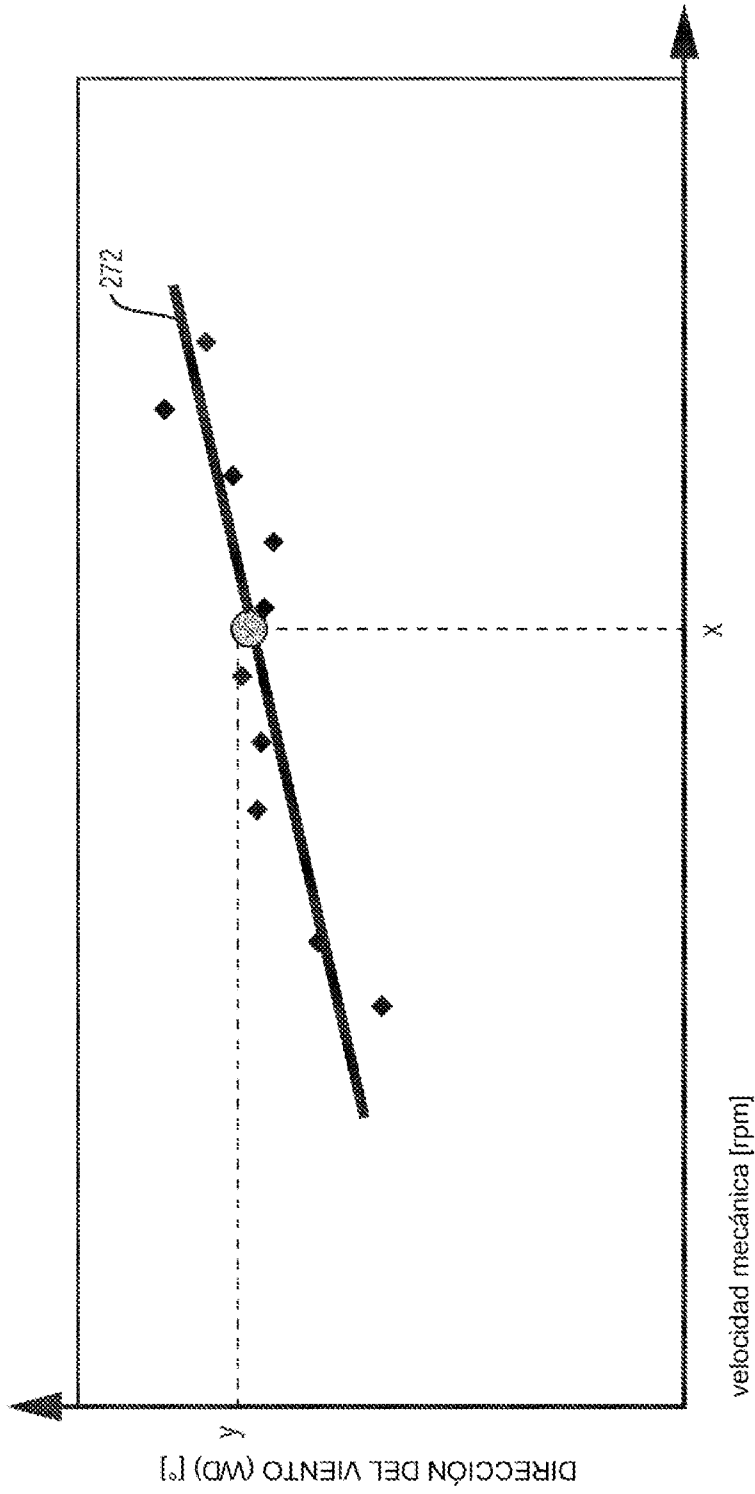


FIG. 10B



270

FIG. 11

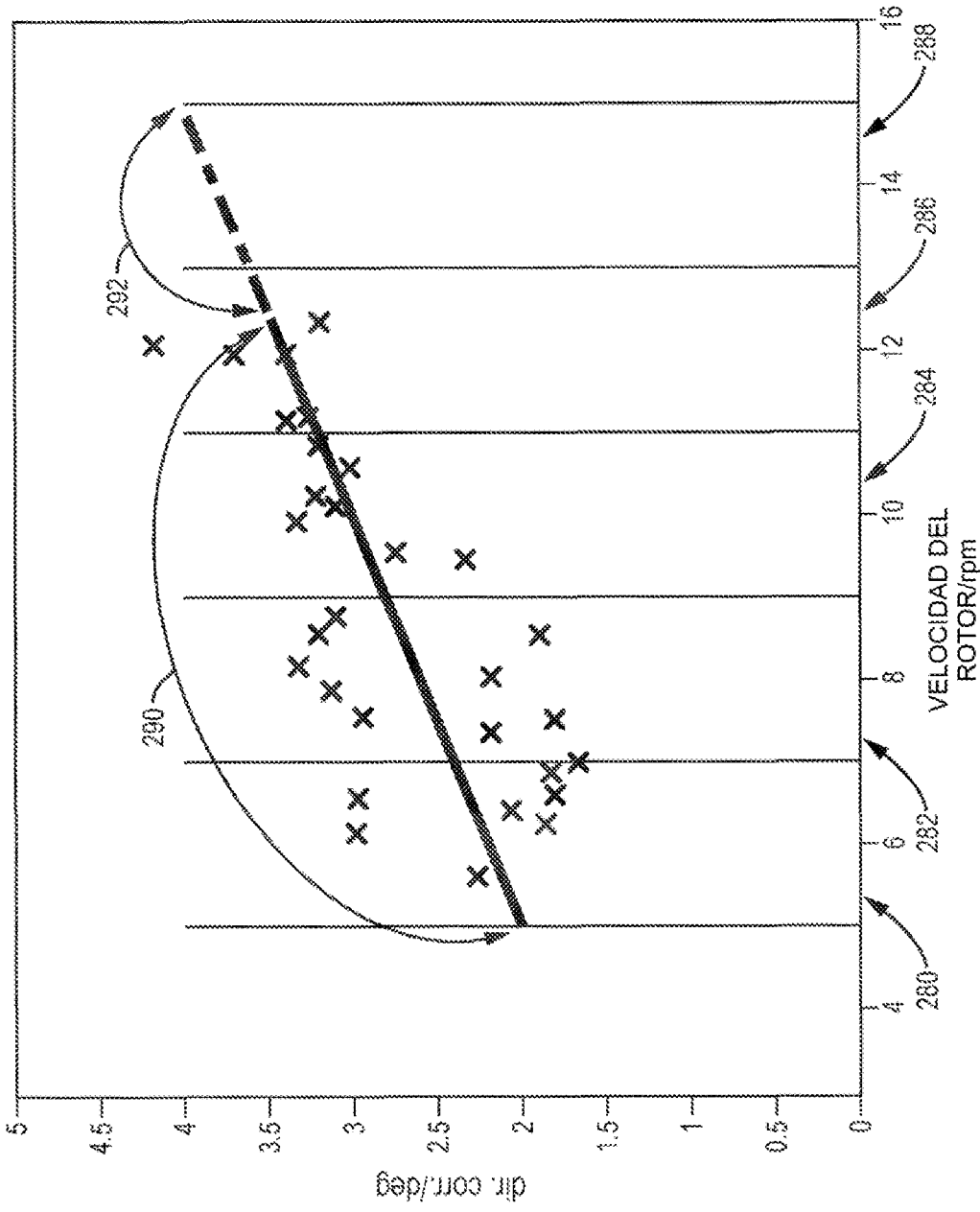


FIG. 12

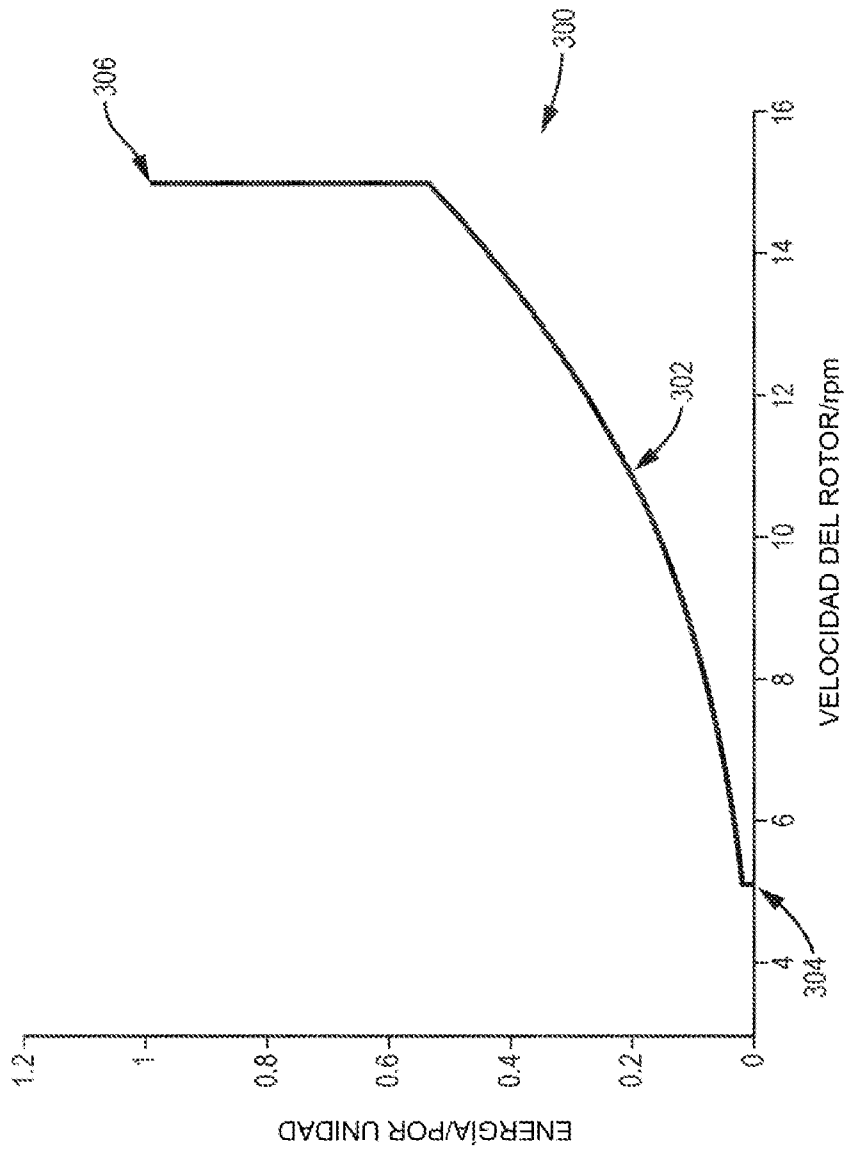


FIG. 13



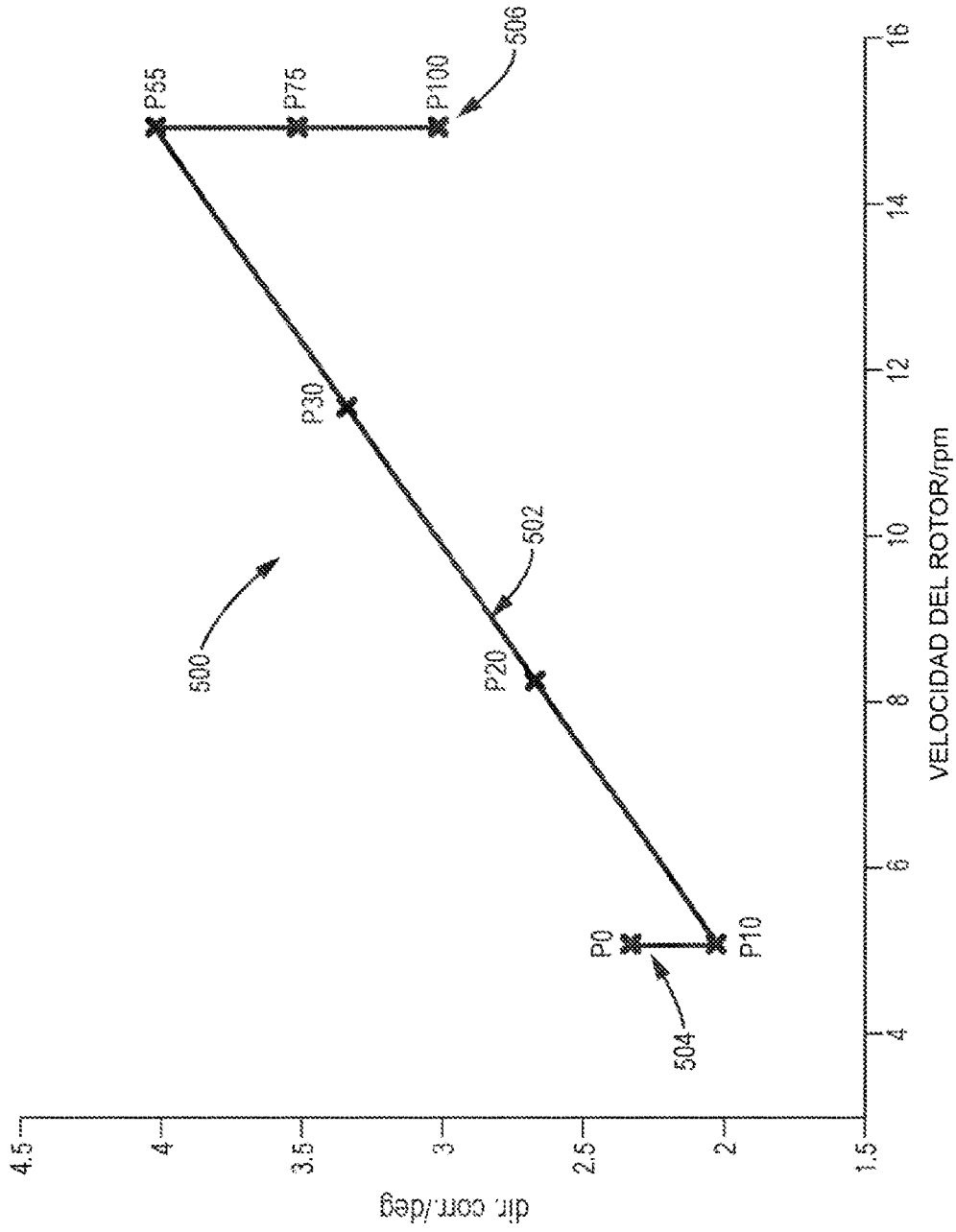


FIG. 15

AUTOALIBRACIÓN DE GUIÑADA PARA UN GENERADOR DE TURBINA EÓLICA

600a

		Intervalo de dirección del viento (WD) [°]									
		[-10 to -8]	[-8 to -6]	[-6 to -4]	[-4 to -2]	[-2 to 0]	[0 to 2]	[2 to 4]	[4 to 6]	[6 to 8]	[8 to 10]
Intervalo de velocidad mecánica [rpm]	[3 to 4]										
	[4 to 5]										
	[5 to 6]				4						
	[6 to 7]										
	[7 to 8]							15			
	[8 to 9]										
	[9 to 10]										
	[10 to 11]										

Número de valores promediados válidos (por ejemplo, valor de rendimiento, energía el.) en la celda WS/WD específica para el intervalo de energía P del 0 % al 10 %

FIG. 16A

P10% - 20%

600b

Intervalo de velocidad mecánica [rpm]	Intervalo de dirección del viento (WD) [°]									
	[-10 to -8]	[-8 to -6]	[-6 to -4]	[-4 to -2]	[-2 to 0]	[0 to 2]	[2 to 4]	[4 to 6]	[6 to 8]	[8 to 10]
[3 to 4]										
[4 to 5]										
[5 to 6]										
[6 to 7]				7						
[7 to 8]					2					
[8 to 9]						18				
[9 to 10]										
[10 to 11]										

Número de valores promediados válidos (por ejemplo, valor de rendimiento, energía el.) en la celda WS/WD específica para el intervalo de energía P del 10 % al 20 %

600c - 600i (no se muestra) \*

FIG. 16B

P90% - 100%

600j

		Intervalo de dirección del viento (WD) [°]									
		[-10 to -8]	[-8 to -6]	[-6 to -4]	[-4 to -2]	[-2 to 0]	[0 to 2]	[2 to 4]	[4 to 6]	[6 to 8]	[8 to 10]
Intervalo de velocidad mecánica [rpm]	[3 to 4]										
	[4 to 5]										
	[5 to 6]										
	[6 to 7]										
	[7 to 8]				5						
	[8 to 9]										
	[9 to 10]							18			
	[10 to 11]										

Número de valores promediados válidos (por ejemplo, valor de rendimiento, energía el.) en la celda WS/WD específica para el intervalo de energía P del 90 % at 100 %

FIG. 16C

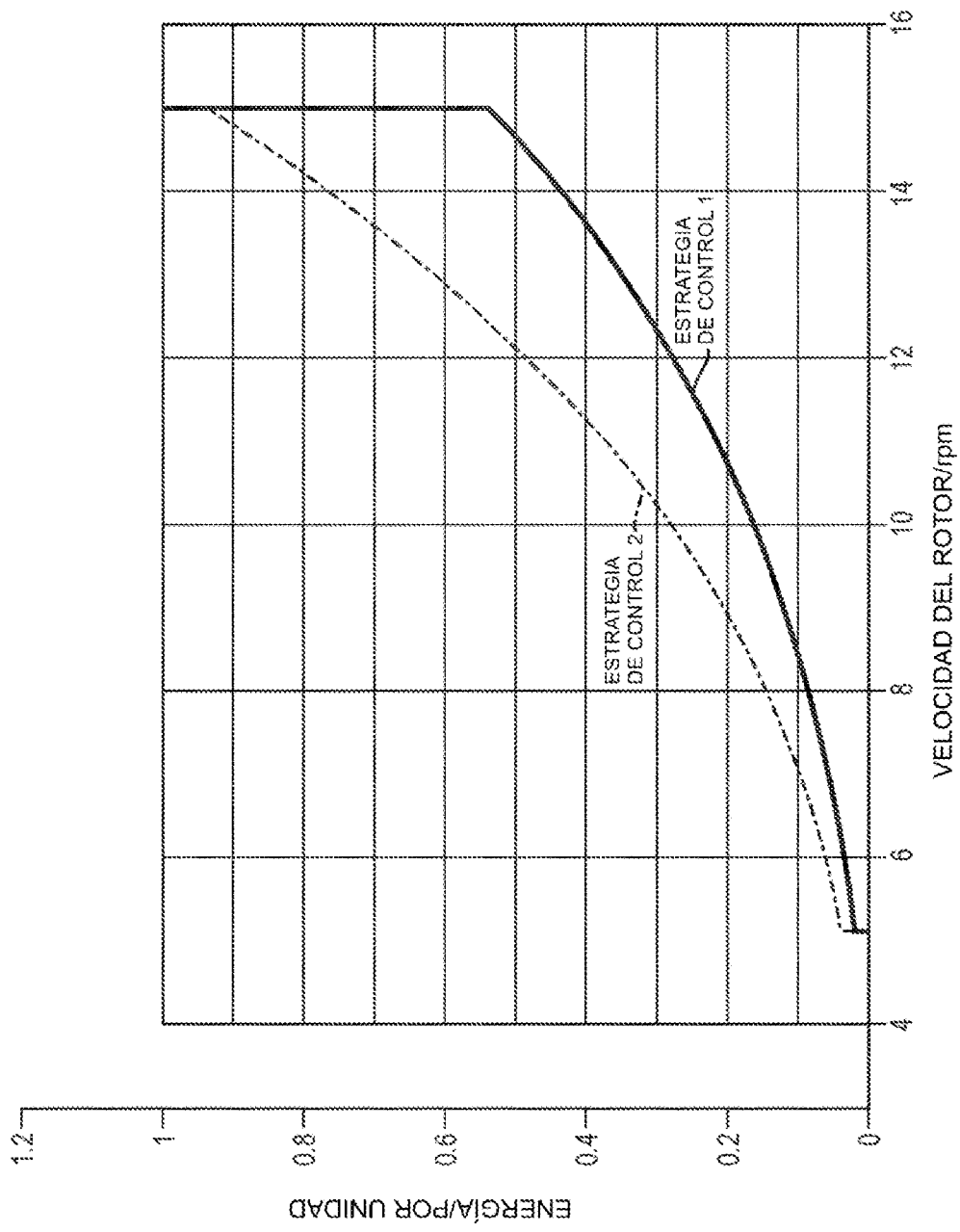


FIG. 17