

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 991 836**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **07.07.2020 PCT/DK2020/050206**

87 Fecha y número de publicación internacional: **11.02.2021 WO21023349**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.07.2020 E 20739851 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **09.10.2024 EP 4007852**

54 Título: **Configuración de sensor de viento**

30 Prioridad:

02.08.2019 DK PA201970492

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

05.12.2024

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**PINTO FRUTUOSO, INES;
NIELSEN, JOHNNY y
VAN SCHELVE, JENS**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 991 836 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

Configuración de sensor de viento

5 Campo de la invención

La presente invención se refiere a un método para configurar sensores de viento instalados en una turbina eólica y una turbina eólica que incluye un sistema de control para llevar a cabo tal método.

10 Antecedentes de la invención

Las turbinas eólicas pueden tener sensores de viento montados sobre las mismas para determinar propiedades del viento en la ubicación de la turbina, tal como la velocidad del viento y la dirección del viento. También puede haber múltiples sensores instalados en turbinas, tal como para proporcionar redundancia o comprobación de errores. Sin embargo, cuando los sensores están instalados en la turbina, pueden estar mal configurados, de modo que no se puede determinar qué mediciones están realizándose mediante qué sensor o mediciones se pueden atribuir a sensores incorrectos. Esto puede dar como resultado que se obtengan mediciones erróneas y, en caso de fallo de un sensor, reemplazo del sensor incorrecto.

El documento US2012/049520 A1 da a conocer un método para el control de guiñada de una turbina eólica en el que el giro del eje de rotor se realiza basándose en la medición de una velocidad del viento en el plano de rotor en la pala de rotor.

Sumario de la invención

Un primer aspecto de la invención proporciona un método según la reivindicación 1.

Este método se basa en la comprensión de los inventores de que los datos recopilados por los sensores de viento pueden verse afectados por el movimiento de las palas de turbina eólica cerca de los sensores y que el efecto que las palas de turbina eólica pueden tener sobre los sensores puede estar relacionado con la posición relativa entre las palas de turbina eólica y los sensores de viento. Por lo tanto, esta invención proporciona un medio para determinar si una configuración de sensores de viento en una turbina eólica es correcta y para determinar una posición relativa en el mundo real de múltiples sensores de turbina eólica.

Cada dato de viento puede comprender un valor de propiedad de viento asociado con un ángulo de acimut de rotor de turbina eólica.

Las oscilaciones pueden ser oscilaciones en los valores de propiedad de viento con respecto a los ángulos de acimut de rotor de turbina eólica asociados.

La obtención puede comprender obtener datos de viento para una pluralidad de rotaciones de rotor de turbina eólica y agrupar los datos en agrupaciones de ángulos de acimut de rotor.

El método puede comprender además obtener un valor de propiedad de viento promedio para cada agrupación, y la determinación de la diferencia de fase o amplitud puede ser la determinación de la diferencia de fase o amplitud entre las oscilaciones de los valores de propiedad de viento promedio de las agrupaciones.

El método puede comprender además obtener una desviación estándar de los valores de propiedad de viento dentro de una agrupación, y la determinación de la posición relativa puede ocurrir después de que la desviación estándar se ha reducido por debajo de un umbral predeterminado.

Las agrupaciones pueden extenderse en un intervalo de más de 360 grados / N, donde N es el número de palas en el rotor de turbina eólica.

El método puede comprender además ajustar los datos de viento de cada uno de los sensores a una onda sinusoidal respectiva.

Los sensores pueden estar separados en una dirección perpendicular con respecto a un eje de rotación del rotor de pala de turbina eólica.

Los sensores de viento pueden estar dispuestos para medir la dirección del viento y los datos de viento pueden comprender valores de dirección del viento.

Los sensores de viento pueden estar dispuestos para medir la velocidad del viento y los datos de viento pueden comprender valores de velocidad del viento.

El método puede comprender además procesar los datos de viento para determinar derivadas de los datos de viento y la determinación puede basarse al menos parcialmente en las derivadas.

Las derivadas pueden determinarse con respecto al tiempo o con respecto al ángulo de acimut de rotor.

Según un segundo aspecto de la invención, se proporciona una turbina eólica que comprende: al menos dos sensores de viento, un rotor; y un sistema de control dispuesto para llevar a cabo un método según el primer aspecto.

Breve descripción de los dibujos

Realizaciones de la invención se describirán ahora con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 muestra una turbina eólica;

la figura 2 muestra una vista ampliada de la porción superior de una turbina eólica;

la figura 3a muestra una vista en planta de una primera turbina eólica;

la figura 3b muestra una vista en planta de una segunda turbina eólica;

la figura 4a muestra datos obtenidos desde la primera turbina eólica;

la figura 4b muestra datos obtenidos desde la segunda turbina eólica;

la figura 5a muestra un sistema de control para una turbina eólica; y

la figura 5b muestra un sistema de control dispuesto de manera diferente para una turbina eólica.

Descripción detallada de la(s) realización/realizaciones

Los datos de viento como se definen en esta memoria descriptiva son cualquier información que incluye propiedades de viento, tal como la velocidad del viento o la dirección del viento.

Un sensor de viento es un sensor para medir el viento, tal como para medir la velocidad del viento o la dirección del viento. Un anemómetro o veleta podría considerarse como un sensor de viento, al igual que podría considerarse como un sensor de viento ultrasónico.

Los sensores de viento utilizados pueden ser sensores ultrasónicos que miden tanto la velocidad del viento como la dirección del viento. Los sensores pueden llevar a cabo la toma de muestras de la velocidad del viento cada 0,1 segundos, o a una tasa de 10 hercios.

La agrupación como se define en esta memoria descriptiva es la recopilación de datos en grupos de datos (conocidos como agrupaciones). Por ejemplo, los datos pueden agruparse mediante el ángulo de acimut de rotor de turbina eólica mediante la recopilación de puntos de datos que tienen ángulos de acimut de turbina eólica similares. Como un ejemplo más específico, todos los puntos de datos que tienen ángulos de acimut de turbina eólica entre 0° y 5° pueden recopilarse en una única agrupación y pueden tener sus valores promediados, dando valores promedio para esa agrupación para valores de propiedad eólica y/o para ángulos de acimut de rotor de turbina eólica.

La figura 1 muestra una turbina eólica de eje horizontal, sobre el cual se pueden instalar sensores de viento. La turbina eólica 10 tiene una torre 12 y una góndola 14 en la parte superior de la torre 12. Un rotor de turbina eólica 16 está conectado a la góndola 14 y dispuesto para rotar con respecto a la góndola 14 alrededor de un eje horizontal. El rotor de turbina eólica 16 comprende un buje de turbina eólica 18, y múltiples palas de turbinas eólicas 20 que se extienden desde el buje 18. Aunque se muestra un rotor de turbina eólica 16 que tiene tres palas 20, se puede usar un número diferente de palas, tal como dos o cuatro.

Dos o más sensores de viento 22, 24 pueden instalarse en la góndola 14 de la turbina eólica 10, como se muestra en la figura 2. La figura 2 también muestra cómo los vórtices V pueden desprenderse de las palas de turbina eólica 20 y pueden propagarse aguas abajo, afectando de ese modo el aire alrededor de los sensores de viento 22, 24. Los vórtices V pueden desplazarse con el viento predominante desde el rotor 16 pasando por los sensores de viento 22, 24 mientras que la góndola 14 puede rotar alrededor de un eje vertical de modo que el rotor 16 se oriente hacia el viento predominante.

A medida que el rotor de turbina eólica 16 rota, cada una de las palas 20 pasará por delante de los sensores de viento 22, 24 y los vórtices V desprendidos de cada pala 20 pueden incidir cada uno en los sensores de viento 22, 24 de modo que cambien las lecturas de esos sensores.

La dirección de rotación del rotor 16 puede conocerse por un operador, y el rotor 16 puede rotar en el sentido de las agujas del reloj visto desde la parte delantera.

5 Cada uno de los sensores de viento primero y segundo 22, 24 puede obtener datos de viento detectando la velocidad de movimiento o la dirección de movimiento del aire a su alrededor. Estos datos pueden transferirse a continuación a un sistema de control.

10 Simultáneamente, un sensor de posición de rotor puede detectar la posición del rotor 16 y obtener datos de posición de rotor, tal como el ángulo de acimut de rotor y puede transferir estos datos de posición de rotor al sistema de control central. Los datos de viento de cada sensor pueden asociarse con los datos de posición de rotor correspondientes.

15 Al representar gráficamente los datos de viento frente al tiempo o frente al ángulo de acimut de rotor, o comparando de otro modo los datos de viento, se pueden ver oscilaciones en los datos de viento, y tales oscilaciones pueden tener una calidad sinusoidal. Se puede determinar una diferencia de fase o diferencia de amplitud en las oscilaciones de los datos y a partir de esta diferencia se puede determinar una diferencia en las posiciones relativas de los sensores de viento a partir de los cuales se obtienen los datos de viento en relación con el rotor de turbina eólica.

20 Cuando se ajusta una onda sinusoidal a los datos de viento, el período de la onda sinusoidal en términos de ángulo de acimut de rotor puede conocerse ya que se conoce el número de palas y, por lo tanto, solo debe determinarse la amplitud y la fase de la onda. Alternativamente, el período en términos de tiempo puede conocerse si se conoce la velocidad de rotación del rotor.

25 Con el fin de ahorrar cálculos y tiempo, el ajuste de una onda sinusoidal puede realizarse solo después de que una desviación estándar para los datos se ha reducido por debajo de un umbral predeterminado. Alternativamente, se puede ajustar una onda sinusoidal de prueba y se puede evaluar la proximidad de ajuste entre la onda sinusoidal de prueba y la señal medida para determinar la estabilidad de las mediciones.

30 Las figuras 3a y 3b muestran dos posibles disposiciones de los sensores de viento 22, 24 en la góndola 14 y las figuras 4a y 4b muestran gráficos de datos de viento correspondientes ilustrativos de datos que probablemente van a obtenerse mediante las respectivas disposiciones de sensores.

35 En primer lugar, observando la disposición en la figura 3a y los datos correspondientes mostrados en la figura 4a, los sensores de viento primero y segundo 22, 24 pueden estar separados en una dirección perpendicular con respecto al eje A alrededor del cual rota el rotor 16. En un ejemplo en el que la turbina eólica 16 está rotando en el sentido de las agujas del reloj, la pala 20 pasará primero delante del primer sensor de viento 22 y luego delante del segundo sensor de viento 24. Por lo tanto, cada vórtice V pasará en primer lugar sobre el primer sensor de viento 22 y en segundo lugar sobre el segundo sensor de viento 24.

40 El primer sensor de viento 22 puede obtener primeros datos de viento y el segundo sensor de viento 24 puede obtener segundos datos de viento.

45 La figura 4a muestra cómo los primeros y segundos datos de viento obtenidos de los sensores respectivos pueden variar con la posición de rotor para la disposición mostrada en la figura 3a. El eje Y muestra una propiedad de viento normalizada, tal como la velocidad del viento normalizada, dirección del viento normalizada, o derivadas normalizadas de la velocidad del viento o dirección del viento, y el eje X muestra el ángulo de acimut de rotor en grados. Los primeros datos de viento se representan gráficamente con la línea de puntos 102 y los segundos datos de viento se representan gráficamente con la línea continua 104.

50 Aunque se muestran ondas sinusoidales exactas, los datos obtenidos de los sensores pueden desviarse de una onda sinusoidal exacta. En algunos métodos, puede haber puntos representados gráficamente para cada valor de propiedad de viento, y la onda sinusoidal puede ser una línea de mejor ajuste a través de estos puntos. Alternativamente, puede haber solo un punto representado gráficamente para cada conjunto de datos cada 5° , ya que los datos pueden agruparse y promediarse en agrupaciones de 5° .

55 En ambos casos, se puede formular una onda sinusoidal de prueba y se puede evaluar con respecto a la proximidad de ajuste con respecto a los datos. Si el ajuste está suficientemente próximo, entonces el método de determinación de la configuración de los sensores de viento puede continuar, de lo contrario, se pueden recopilar más datos y se puede formular una nueva onda sinusoidal de prueba. La proximidad de ajuste puede determinarse usando un método de mínimos cuadrados.

60 Cuando los datos se agrupan y se promedian, se puede determinar una desviación o varianza estándar para los datos en cada agrupación, y se puede representar gráficamente una onda sinusoidal cuando la desviación o varianza estándar está por debajo de un umbral requerido.

65 La onda sinusoidal puede fijarse para tener un período de 120° para una turbina eólica de tres palas, reduciendo de ese modo la cantidad de cálculo necesaria para formular la onda sinusoidal. Los datos también pueden normalizarse

de modo que haya un valor de propiedad de viento promedio de 0, lo que significa que las únicas variables para la onda sinusoidal pueden ser fase y amplitud.

5 Dado que cada una de las palas 20 pasa delante del primer sensor de viento 22 antes de pasar delante del segundo sensor de viento 24, las oscilaciones en la propiedad de viento de los primeros datos de viento 102 debido a los vórtices V pueden exhibir una diferencia de fase con respecto a las oscilaciones de los segundos datos de viento 104. Se verá que los primeros datos de viento pueden preceder a los segundos datos de viento, o podría percibirse que los segundos datos de viento pueden estar por detrás de los primeros datos de viento. Al determinar la diferencia de fase entre las oscilaciones en los datos obtenidos de los dos sensores 22, 24, se puede determinar que las palas 20 deben pasar delante del primer sensor 22 antes de pasar delante del segundo sensor 24 y, por lo tanto, se pueden determinar las posiciones relativas de los dos sensores. En algunos ejemplos, puede ser posible relacionar la magnitud de la diferencia de fase con la magnitud de la distancia entre los sensores 22, 24.

15 A partir de la diferencia de fase, y el hecho de que el rotor 16 está rotando en el sentido de las agujas del reloj, se puede determinar que el primer sensor de viento 22 está posicionado en el sentido contrario al de las agujas del reloj con respecto al segundo sensor de viento 24.

20 Volviendo a la disposición mostrada en la figura 3b, esta muestra los sensores de viento primero y segundo 22, 24, separados en una dirección a lo largo del eje de rotación A del rotor de turbina eólica 16. Los vórtices V que afectan a los sensores de viento primero y segundo 22, 24 pueden detectarse en una fase diferente, dado que los vórtices V pueden ser transportados por el viento predominante y, por lo tanto, pueden afectar al primer sensor de viento 22 antes de que afecten al segundo sensor de viento 24, debido a que el primer sensor de viento 22 puede estar ubicado más cerca del rotor de turbina eólica 16 que el segundo sensor de viento 24. Los vórtices V también pueden disiparse a medida que se propagan aguas abajo y, por lo tanto, la amplitud de las oscilaciones de las propiedades de viento medidas por el primer sensor de viento 22 puede ser mayor que la amplitud de las oscilaciones de las propiedades del viento medidas por el segundo sensor de viento 24.

25 Como resultado, pueden obtenerse datos de viento obtenidos de los sensores de viento primero y segundo 22, 24 como se ilustra en la figura 4b. En la figura 4b, los primeros datos de viento obtenidos del primer sensor de viento 22 se muestran mediante la línea de puntos 112, y tiene una mayor amplitud de oscilación que los segundos datos de viento obtenidos del segundo sensor de viento 24, mostrados por la línea continua 114. La diferencia de fase entre las oscilaciones de los primeros datos de viento y los segundos datos de viento también muestra que las oscilaciones en los primeros datos de viento preceden a las de los segundos datos de viento.

30 Dado que los primeros datos de viento tienen oscilaciones de mayor amplitud que los segundos datos de viento, se puede determinar que el primer sensor de viento 22 está ubicado más próximo al rotor 16 de lo que está ubicado el segundo sensor de viento 24. Esto también se puede determinar a partir de la diferencia de fase entre las oscilaciones.

35 Como se puede ver en las figuras 4a y 4b, las oscilaciones se repiten tres veces por rotación del rotor 16, debido a que el rotor 16 tiene tres palas de turbina eólica 20. Este efecto puede aprovecharse obteniendo datos de viento que comprenden una propiedad de viento y un ángulo de acimut de rotor asociado con la propiedad de viento medida. El ángulo de acimut de rotor puede dividirse por tres o manipularse de otro modo, de modo que esté dentro de un intervalo de ángulo de acimut que abarca 120°. De este modo, los datos de los vórtices V debidos a cada una de las palas de turbina eólica 20 pueden combinarse, triplicando de ese modo la densidad de los datos y permitiendo que los datos de viento se obtengan con un buen nivel de estabilidad (es decir, una desviación estándar baja) en un tiempo más corto. También se entenderá que se pueden realizar métodos comparables para rotores de turbina eólica que tienen diferentes números de palas.

40 Para mejorar adicionalmente la estabilidad de los datos, los datos de viento pueden agruparse en agrupaciones de posición de rotor, por ejemplo, agrupaciones que cubren 5 grados de posición de rotor. Las agrupaciones pueden promediarse entonces de modo que los datos resultantes que van a representarse gráficamente contienen solo un punto de datos por cada 5 grados de posición de rotor, siendo ese punto de datos un valor promedio para la agrupación relevante.

45 Aunque los datos de viento mencionados anteriormente pueden ser datos de velocidad del viento o datos de dirección del viento, también se pueden usar derivadas de la velocidad del viento y derivadas de la dirección del viento. Una derivada puede determinarse calculando la diferencia entre una medición y una medición cronológicamente adyacente. Mediante el uso de una derivada instantánea tal como esta, los datos pueden reflejar mejor los cambios en la propiedad de viento debido a la presencia de las palas de turbina eólica, a diferencia de detectar fluctuaciones en el viento predominante.

50 En el método, solo una porción de los datos de viento obtenidos podría usarse para determinar la posición relativa de los sensores de viento. Por ejemplo, los sensores de viento 22, 24 pueden medir la velocidad del viento y la dirección del viento, y ambas de estas propiedades pueden almacenarse y usarse para análisis, pero puede ser que solo los datos de dirección del viento, o una derivada de los mismos, se usen para determinar la posición relativa de los sensores de viento 22, 24.

Los métodos descritos anteriormente pueden implementarse mediante un sistema de control, tales como los mostrados en las figuras 5a y 5b.

5 La figura 5a muestra un sistema de turbina eólica 200 que comprende un sistema de control 202, teniendo el sistema de control 202 un primer puerto 204 y un segundo puerto 206, estando cada uno de los puertos dispuesto para recibir datos desde un sensor de viento. En la figura 5a, el primer sensor de viento 22 está conectado al primer puerto 204 y el segundo sensor de viento 24 está conectado al segundo puerto 206. El sistema de control 202 también puede configurarse para recibir datos desde un sensor de posición de turbina eólica 208. El sistema de control 202 puede asociar datos de viento recibidos de los respectivos sensores de viento 22, 24 con un ángulo de acimut de rotor de turbina eólica actual recibido desde el sensor de posición de rotor de turbina eólica 208. El sistema de control 202 puede entonces llevar a cabo cualquiera de los métodos descritos anteriormente para determinar las posiciones relativas de los sensores de viento primero y segundo 22 y 24.

10 15 La figura 5b muestra un sistema de turbina eólica instalado incorrectamente 200. El primer sensor de viento 22 está conectado al segundo puerto 206 y el segundo sensor de viento 24 está conectado al primer puerto 204.

20 Sin los métodos descritos anteriormente, la diferencia en las disposiciones entre la figura 5a y la figura 5b no sería necesariamente perceptible para un operador que recibe datos desde los sensores de viento y, por lo tanto, puede reemplazarse el sensor de viento incorrecto en caso de fallo o puede aplicarse el factor de corrección incorrecto al sensor de viento incorrecto. Por ejemplo, la función de corrección puede convertir un parámetro de viento medido en una ubicación de sensor dada por un sensor dado en un viento de flujo libre delante del rotor.

25 Aunque la invención se ha descrito anteriormente con referencia a una o más realizaciones preferidas, se apreciará que pueden realizarse diversos cambios o modificaciones sin apartarse del alcance de la invención tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Método para determinar una posición relativa de sensores de viento en una turbina eólica que comprende:
 - 5 obtener datos de viento desde cada uno de al menos dos sensores de viento (22, 24) instalados en una turbina eólica (10) en una ubicación donde el flujo de aire se ve afectado por un rotor (16) de la turbina eólica, produciéndose la obtención mientras el rotor está rotando,
 - 10 identificar oscilaciones en los datos de viento desde cada uno de los sensores de viento,
 - determinar una diferencia de fase o amplitud entre las oscilaciones, y
 - determinar una posición relativa de los sensores de viento basándose en la diferencia de fase o amplitud,
 - 15 en el que los al menos dos sensores están instalados en ubicaciones de sensor conocidas respectivas y en el que la determinación de una posición relativa comprende determinar qué sensor de viento está instalado en qué ubicación de sensor.
2. Método según la reivindicación 1, en el que cada dato de viento comprende un valor de propiedad de viento asociado con un ángulo de acimut de rotor de turbina eólica.
3. Método según la reivindicación 2, en el que las oscilaciones son oscilaciones en los valores de propiedad de viento con respecto a los ángulos de acimut de rotor de turbina eólica asociados.
- 25 4. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 o 2, en el que la obtención comprende obtener datos de viento para una pluralidad de rotaciones de rotor de turbina eólica y agrupar los datos en agrupaciones de ángulos de acimut de rotor.
5. Método según la reivindicación 4, que comprende además obtener un valor de propiedad de viento promedio para cada agrupación, y en el que la determinación de la diferencia de fase o amplitud es la determinación de la diferencia de fase entre las oscilaciones de los valores de propiedad de viento promedio de las agrupaciones.
- 30 6. Método según la reivindicación 4 o 5, que comprende además obtener una desviación estándar de los valores de propiedad de viento dentro de una agrupación, y en el que la determinación de la posición relativa se produce después de que la desviación estándar se ha reducido por debajo de un umbral predeterminado.
7. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 4 a 6, en el que las agrupaciones se extienden en un intervalo de solo $360^\circ/N$, donde N es el número de palas en el rotor de turbina eólica.
- 40 8. Método según cualquier reivindicación anterior, que comprende además ajustar los datos de viento de cada uno de los sensores con respecto a una onda sinusoidal respectiva.
9. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que los sensores están separados en una dirección perpendicular con respecto a un eje de rotación (A) del rotor de pala de turbina eólica.
- 45 10. Método según cualquier reivindicación anterior, en el que los sensores de viento están dispuestos para medir la dirección del viento y en el que los datos de viento comprenden valores de dirección del viento.
- 50 11. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en el que los sensores de viento están dispuestos para medir la velocidad del viento y en el que los datos de viento comprenden valores de velocidad del viento.
12. Método según cualquier reivindicación anterior, que comprende además procesar los datos de viento para determinar derivadas de los datos de viento y en el que la determinación se basa al menos parcialmente en la derivada.
- 55 13. Método según la reivindicación 12, en el que la derivada se determina con respecto al tiempo.
14. Turbina eólica (10) que comprende:
 - 60 al menos dos sensores de viento (22, 24),
 - un rotor (16); y
 - 65 un sistema de control (202) dispuesto para llevar a cabo el método según cualquier reivindicación anterior.

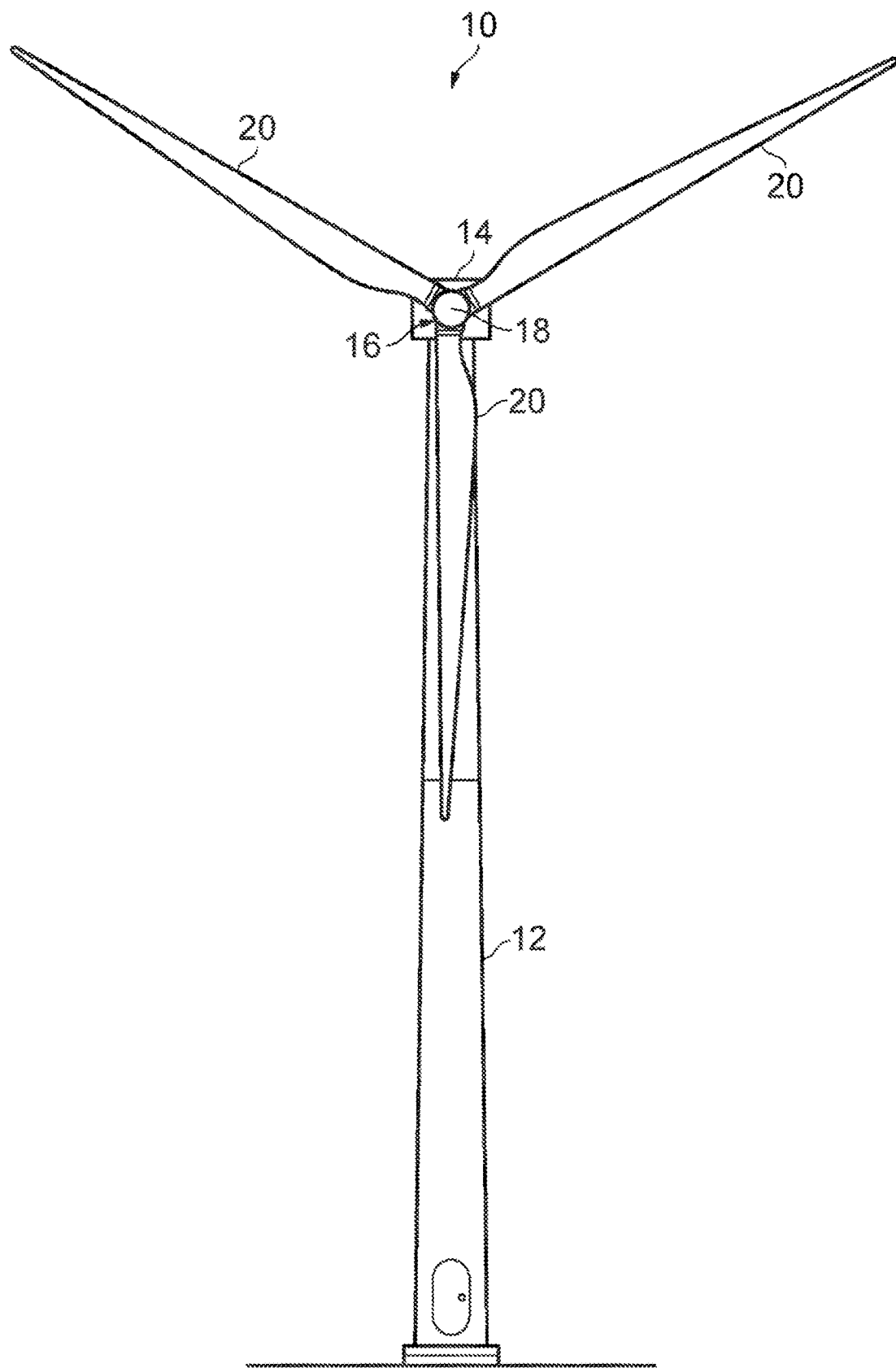


FIG. 1

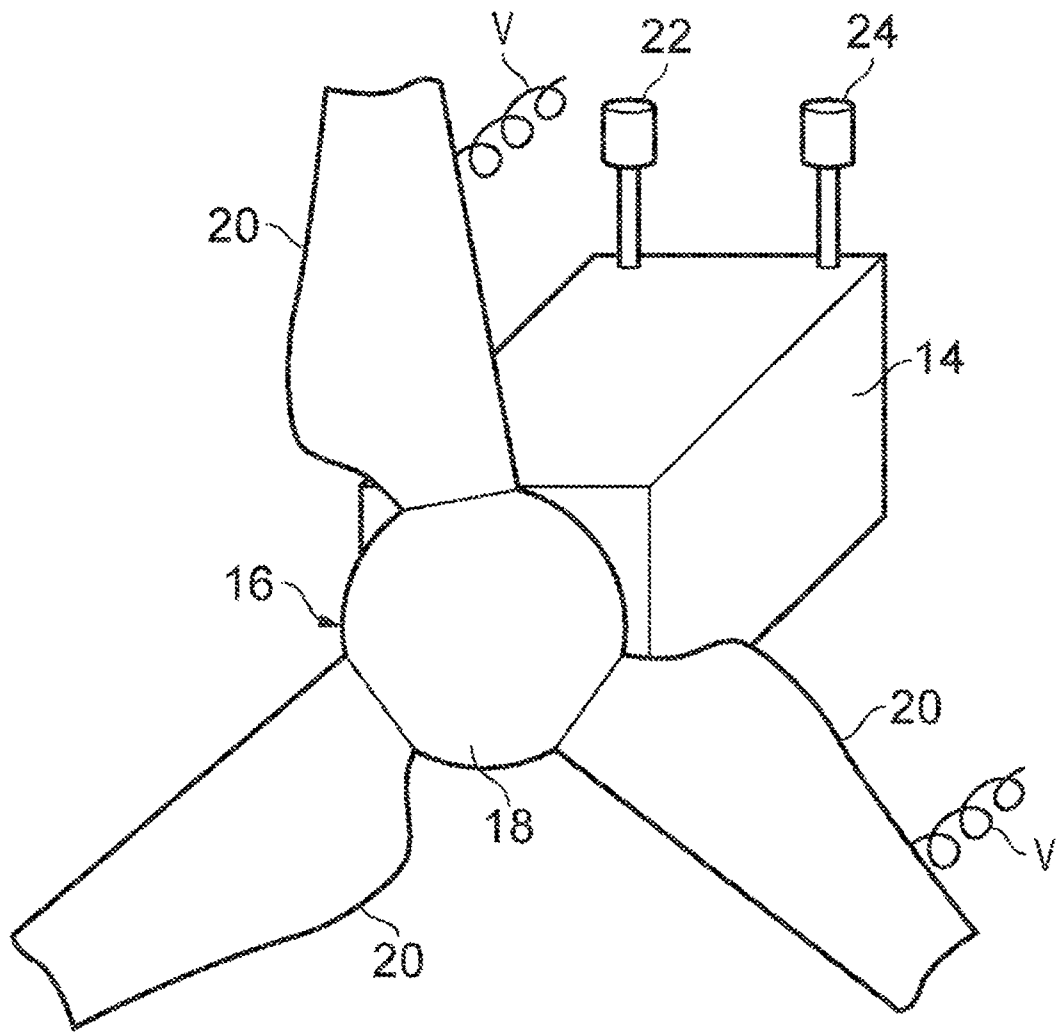


FIG. 2

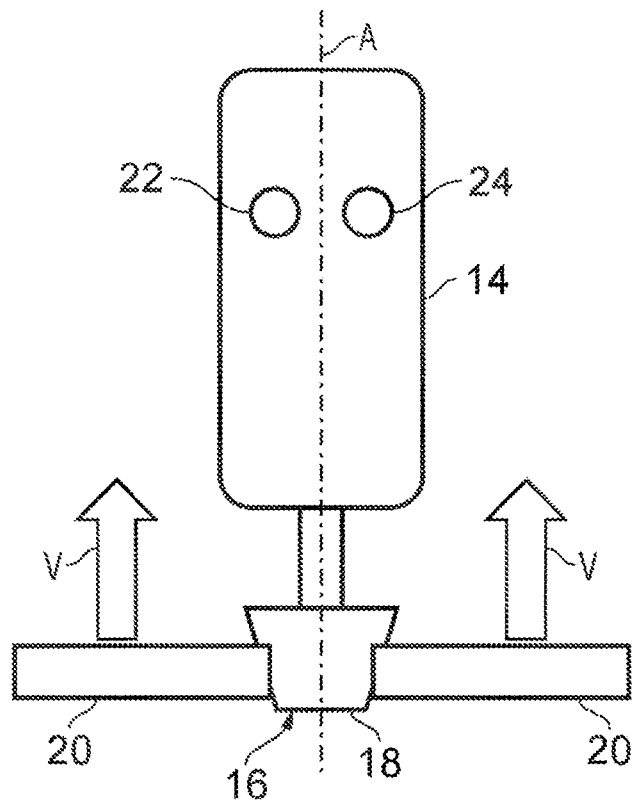


FIG. 3A

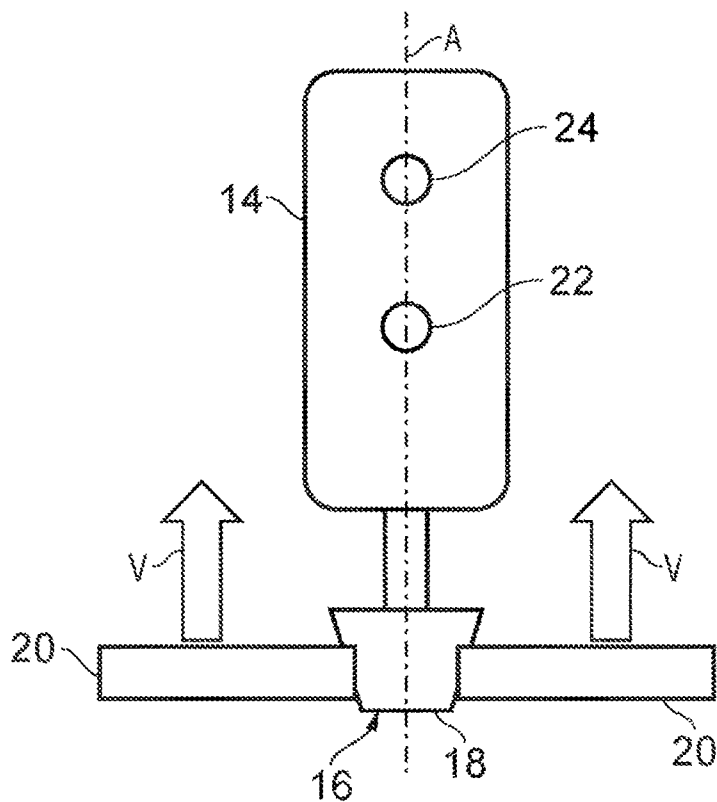


FIG. 3B

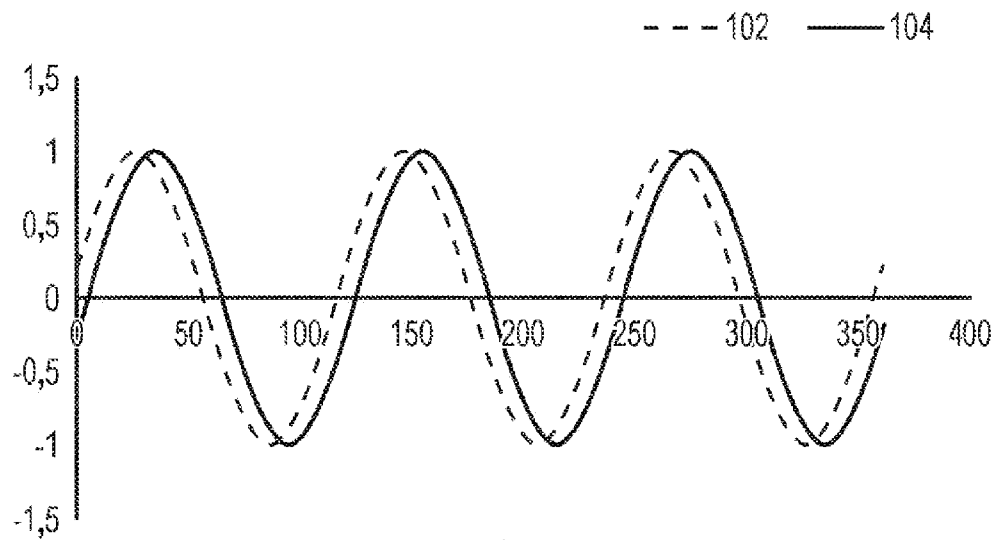


FIG. 4A

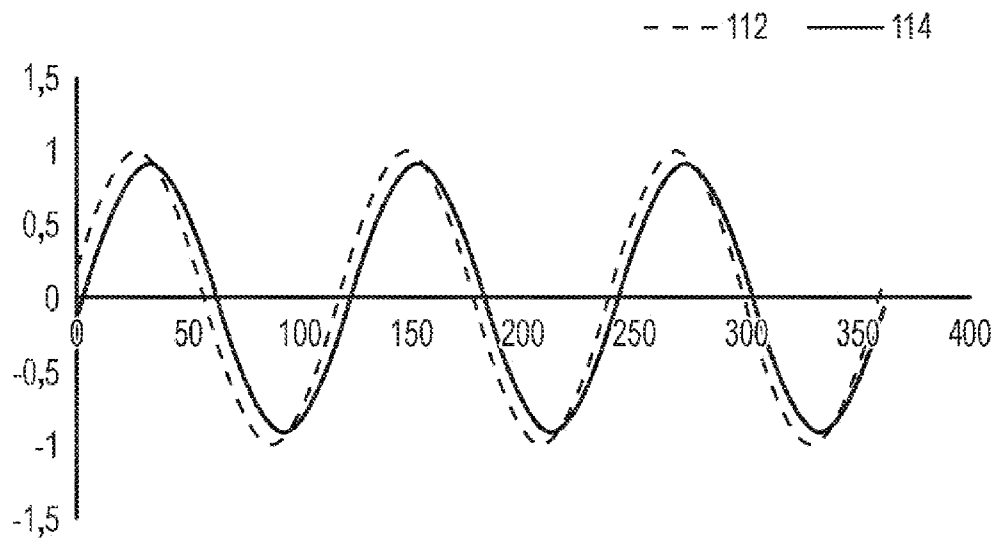


FIG. 4B

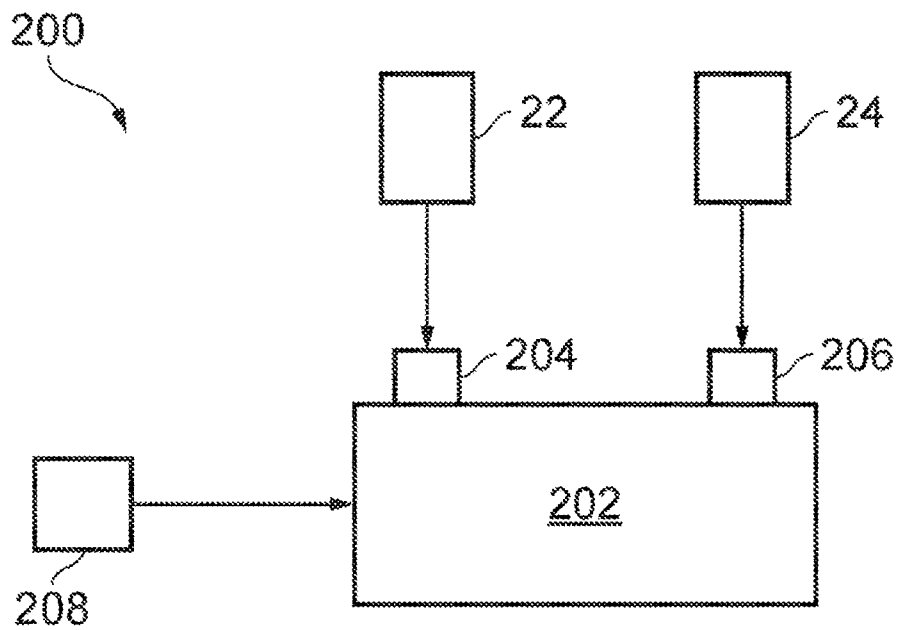


FIG. 5A

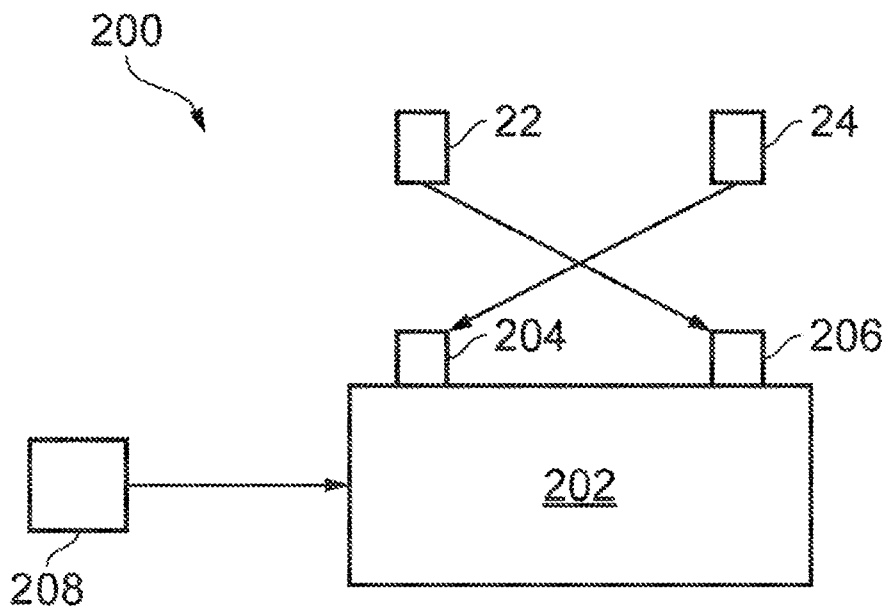


FIG. 5B